



*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-2011-0000028 del 31/01/2011

**Autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio della centrale a ciclo combinato da 580 MWe di API Raffineria di Ancona S.p.A. presso il sito industriale 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 legge 7 febbraio 2002, n. 7, convertito in legge 9 aprile 2002, n. 55, con modificazioni, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale;

**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 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;

**VISTO** il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 1 ottobre 2008, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico e con il Ministro del lavoro, della salute e delle politiche sociali, "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59";



**VISTO** il decreto legislativo 29 giugno 2010, n. 128, recante "Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale, a norma dell'articolo 12 della legge 18 giugno 2009, n. 69", ed in particolare l'articolo 4, comma 5;

**VISTO** il decreto di pronuncia di compatibilità ambientale del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare di concerto con il Ministro per i beni e le attività culturali prot. n. DSA-DEC-2009-0001346 del 14 ottobre 2009, relativo al progetto per la realizzazione della centrale termoelettrica a ciclo combinato da 580 MWe, localizzata nel sito industriale di Falconara Marittima (AN), proponente API Raffineria di Ancona S.p.A.;

**VISTA** l'istanza presentata in data 23 giugno 2006 dalla società API Raffineria di Ancona S.p.A. (nel seguito indicata come il Gestore) a questo Ministero ai sensi del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, per il rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) per l'esercizio della centrale a ciclo combinato da 580 MWe, localizzata nel sito industriale di Falconara Marittima (AN);

**VISTA** la nota prot. n. DSA-2009-0027005 del 12 ottobre 2009 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 di cui all'art. 5, comma 3, del 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;

**VISTA** la nota prot. n. 1892/09 del 19 novembre 2009, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 30 novembre 2009, al n. exDSA-2009-0032035, con la quale il Gestore ha attestato l'avvenuto pagamento della richiesta tariffa istruttoria di cui al 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;

**VISTA** la nota prot. n. exDSA-2009-0033741 del 14 dicembre 2009 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 28 giugno 2006 di avviso al pubblico per la consultazione e formulazione di osservazioni sulla domanda presentata;

**VISTA** la nota prot. n. CIPPC-00-2009-0000502 del 4 marzo 2009 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 all'istanza trasmessa al Gestore dalla Direzione Generale con nota prot. n. exDSA-2009-0034788 del 28 dicembre 2009, formulata dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC con nota prot. n. CIPPC-00-2009-0002495 del 26 novembre 2009;

**VISTA** la nota prot. n. 356/10 del 1 marzo 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare l'11 marzo 2010, al n. DVA-2010-0007019, con la quale il Gestore ha richiesto una proroga per l'invio delle integrazioni all'istanza;

**VISTA** la nota prot. n. DVA-2010-007631 del 18 marzo 2010 della Direzione Generale con cui si concede la proroga richiesta dal Gestore per l'invio delle integrazioni all'istanza;

**VISTE** le integrazioni all'istanza trasmesse dal Gestore con nota prot. n. 544/10 del 29 marzo 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare l'8 aprile 2010, al n. DVA-2010-0009239;

**VISTA** la nota prot. n. CIPPC-00-2010-0001703 del 24 agosto 2010 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 della centrale a ciclo combinato da 580 MWe localizzata nel sito industriale di 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 "Large Combustion Plant" (Luglio 2006), "Energy efficiency techniques" (Febbraio 2009), "General principles of monitoring" (Luglio 2003) e "Industrial cooling systems" (Dicembre 2001);

**VISTA** la nota prot. n. 1357/10 del 7 ottobre 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare l'8 ottobre 2010, al n. DVA-2010-0024046, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni al parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2010-0001703 del 24 agosto 2010;

**VISTO** il verbale conclusivo della seduta del 14 ottobre 2010 della Conferenza dei Servizi, convocata ai sensi dell'articolo 5, comma 10 del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, trasmessi ai partecipanti con nota prot. n. DVA-2010-0024902 del 18 ottobre 2010;

**VISTA** la nota prot. n. CIPPC-00-2010-0002065 del 18 ottobre 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 in sede di Conferenza dei Servizi del 14 ottobre 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;

**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 competente Direzione Generale e che inoltre i relativi atti sono stati e sono tuttora resi accessibili su *internet* sul sito ufficiale del Ministero;

**VISTA** la nota del 24 agosto 2007 pervenuta da parte del *Collettivo "25 OHM" Falconara* ed altre associazioni, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 4 settembre 2007, al n. DSA-2007-0023764;

**CONSIDERATO** che gli argomenti oggetto della nota di cui al punto precedente, inerenti l'*Affidabilità del Sistema di alimentazione servizi, con particolare riferimento alla alimentazione di energia elettrica della raffineria e centrale IGCC dell'API di falconara M.ma*, non sono pertinenti ai fini del rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale;

**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, ulteriori osservazioni del pubblico relative all'autorizzazione all'esercizio dell'impianto;

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



## DECRETA

la Società API Raffineria di Ancona S.p.A., identificata dal codice fiscale 01837890587 con sede legale in via Flaminia n. 685 – 80015 Falconara Marittima (AN) (nel seguito indicata come il Gestore), è autorizzata all'esercizio della centrale a ciclo combinato da 580 MWe localizzata nel sito industriale di Falconara Marittima (AN), alle condizioni di cui all'allegato parere istruttorio definitivo, reso il 18 ottobre 2010 dalla competente Commissione istruttoria AIA-IPPC con protocollo n. CIPPC-00-2010-0002065 comprensivo del piano di monitoraggio e controllo (nel seguito indicato come parere istruttorio), relativo alla istanza in tal senso presentata il 23 giugno 2006 ed integrata il 29 marzo 2010 (nel seguito indicata come istanza).

Il suddetto parere istruttorio costituisce parte integrante del presente decreto.

Oltre a tali condizioni, l'esercizio dell'impianto dovrà attenersi a quanto di seguito specificato.

### *Art. 1*

#### ***LIMITI DI EMISSIONE E PRESCRIZIONI PER L'ESERCIZIO***

1. Si prescrive che l'esercizio dell'impianto avvenga nel rispetto delle prescrizioni e dei valori limite di emissione prescritti o proposti nell'allegato parere istruttorio, nonché nell'integrale rispetto di quanto indicato nell'istanza di rinnovo dell'autorizzazione presentata, ove non modificata dal presente provvedimento.
2. Tutte le emissioni e gli scarichi non espressamente citati si devono intendere non ricompresi nell'autorizzazione.
3. Come prescritto dal paragrafo 9.3 *Emissioni convogliate in atmosfera – Altre prescrizioni* del parere istruttorio, entro dodici mesi dalla entrata in esercizio dei nuovi impianti da 520 MWe e 60MWe, il Gestore dovrà presentare all'Autorità Competente, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, previo studio di fattibilità tecnico-economica, un progetto volto alla diminuzione del carico emissivo in atmosfera, con particolare riguardo agli NO<sub>x</sub> ed in linea con il Piano di Risanamento e Mantenimento della Qualità dell'Aria Ambiente (PRMQAA) approvato con Delibera Amministrativa del Consiglio Regionale n. 143 del 12/01/2010.



4. All'atto della presentazione del documento di cui al comma 3 il Gestore dovrà allegare apposita quietanza di versamento della prescritta tariffa di cui al 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.

*Art. 2*

**PRESCRIZIONI RELATIVE ALLA PREVENZIONE DEI PERICOLI DI INCIDENTI RILEVANTI**

1. A norma dell'art. 29-*sexies*, comma 8, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, le eventuali prescrizioni derivanti dai procedimenti conclusi ai sensi del decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334 e s.m.i. costituiranno parte integrante del presente provvedimento.

*Art. 3*

**ALTRE PRESCRIZIONI**

1. Il Gestore è tenuto al rispetto di tutte le prescrizioni legislative e regolamentari in materia di tutela ambientale, anche se emanate successivamente al presente decreto, ed in particolare quelle previste in attuazione della legge 26 ottobre 1995, n. 447, e dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e loro successive modifiche ed integrazioni.
2. Si prescrive la georeferenziazione informatica di tutti i punti di emissione in atmosfera, nonché degli scacchi 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.

*Art. 4*

**MONITORAGGIO, VIGILANZA E CONTROLLO**

1. Il Gestore, alla messa in esercizio dell'impianto, dovrà avviare il piano di monitoraggio e controllo, in accordo con l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale.



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. 29-*decies*, comma 3, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, 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.
5. Si prescrive, ai sensi dell'art. 29-*decies*, comma 5, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, 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. 29-*decies*, comma 3, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, 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 29-*decies*, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, 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 cinque anni, decorrenti dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5 del presente decreto.
2. Ai sensi dell'art. 29-*octies*, comma 1, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, 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. 29-*octies*, comma 4, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, 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 comunicare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ogni variazione di utilizzo di materie prime, nonché di modalità di gestione e di controllo, prima di darvi attuazione.

**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 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.

**Art. 7****AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE**

1. La presente autorizzazione, ai sensi dell'art. 29-*quater*, comma 11, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, sostituisce, ai fini dell'esercizio dell'impianto, le autorizzazioni di cui all'Allegato IX alla parte seconda del medesimo decreto legislativo.



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 fidejussioni, eventualmente necessarie, relativamente alla gestione dei rifiuti.

*Art. 8*

**DISPOSIZIONI FINALI**

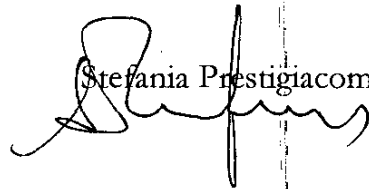
1. Si prescrive che il Gestore effettui la comunicazione di cui all'art. 29-*decies*, comma 1, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, entro 10 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui al comma 5, allegando, ai sensi dell'art. 6, comma 1, del decreto del Ministro dell'ambiente e della 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, 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. Il presente provvedimento è trasmesso in copia alla società API Raffineria di Ancona S.p.A. nonché notificato al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero della salute, al Ministero dell'interno, alla Regione Marche, alla Provincia di Ancona, al Comune di Falconara Marittima e all'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale.
5. Ai sensi dell'articolo 29-*quater*, comma 13 e dell'articolo 29-*decies*, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, 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 per le Valutazioni Ambientali di questo Ministero, 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 29-*quattordices*, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile, n. 152, 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 29-*decies*, comma 9, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, 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 Prestigiacomio





*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 - 0026747 del 05/11/2010

CIPPC - 00 - 2010 - 0002065

del 18/10/2010

Pratica N. ....

Ref. Mittente: .....

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

**OGGETTO:** Trasmissione Parere Istruttorio Conclusivo e Piano di Monitoraggio e Controllo della domanda AIA presentata dalla soc. API Raffineria di Ancona SpA - Centrale a ciclo combinato da 580 MWe sita in Falconara Marittima (AN)

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 trasmettono il Parere Istruttorio Conclusivo e il Piano di Monitoraggio e Controllo a seguito della Conferenza di Servizi tenutasi in data 14 ottobre 2010; detto parere non comporta variazioni sostanziali rispetto al parere originariamente reso.

Il Presidente Commissione IPPC  
Ing. Dario Ticali

*Dario Ticali*



All. 2065/10



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

**PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO**  
**API Raffineria di Ancona S.p.A.**  
**Centrale a ciclo combinato da 580 MWe**  
**Sita in Falconara Marittima (AN)**

**GESTORE**  
**LOCALITA’**

**API Raffineria di Ancona S.p.A.**  
**Falconara Marittima (An)**  
**Dr. Cinzia Albertazzi, referente**  
**Dr. Marcello Iocca**  
**Dr. Rocco Simone**  
**Avv. Elena Tamburini**

**GRUPPO**  
**ISTRUTTORE**

**Dr. David Piccinini - Regione Marche**  
**Dr. Marco Salustri - Provincia di Ancona**  
**Ing. Giovanna Badiali - Comune di Falconara M.ma**



Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di  
"api Raffineria di Ancona S.p.A."  
Sita in Falconara Marittima (An)

INDICE

<b>1. DEFINIZIONI</b> .....	<b>4</b>
<b>2. PARTE INTRODUTTIVA</b> .....	<b>5</b>
2.1 ATTI PRESUPPOSTI.....	5
2.2 ATTI NORMATIVI.....	6
2.3 ATTI ED ATTIVITÀ ISTRUTTORIE.....	7
<b>3. ATTIVITA' AUTORIZZATA</b> .....	<b>9</b>
<b>4. ASSETTO IMPIANTISTICO</b> .....	<b>10</b>
<b>5. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE</b> .....	<b>10</b>
5.1 INTRODUZIONE.....	10
5.2 ARIA.....	12
5.3 ACQUE SUPERFICIALI E SOTTERRANEE.....	18
5.4 SUOLO E SOTTOSUOLO.....	19
5.5 RUMORE E VIBRAZIONI.....	19
5.6 AREE SOGGETTE A VINCOLO.....	19
5.7 STUDI EPIDEMIOLOGICI.....	20
<b>6. IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA AIA</b> .....	<b>21</b>
6.1 GENERALITÀ.....	21
6.2 IMPIANTO DI COMBUSTIONE.....	21
6.3 IMPIANTO DI TRATTAMENTO ACQUE REFLUE.....	25
6.4 CONSUMI, MOVIMENTAZIONE E STOCCAGGIO DELLE MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI.....	26
6.5 CONSUMI, MOVIMENTAZIONE E STOCCAGGIO DELLE MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI.....	29
6.6 ASPETTI ENERGETICI.....	29
6.7 SCARICHI IDRICI ED EMISSIONI IN ACQUA.....	32
6.8 EMISSIONI CONVOGLIATE IN ARIA.....	36
6.9 EMISSIONI NON CONVOGLIATE IN ARIA.....	49
6.10 RIFIUTI.....	50
6.11 GESTIONE AMBIENTALE E PIANO DI MONITORAGGIO.....	53
6.12 RUMORE.....	53
6.13 SUOLO, SOTTOSUOLO, ACQUE SUPERFICIALI E SOTTERRANEE.....	54
6.14 ODORI.....	54
6.15 ALTRE FORME DI INQUINAMENTO.....	54
<b>7. ANALISI DELL'IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA AIA E VERIFICA CONFORMITÀ CRITERI IPPC</b> .....	<b>56</b>
7.1 INTRODUZIONE.....	56
7.2 USO EFFICIENTE DELL'ENERGIA.....	56
7.3 UTILIZZO DI MATERIE PRIME.....	60
7.4 ARIA.....	60
7.5 ACQUA.....	62
7.6 RIFIUTI.....	63



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

7.7 RUMORE .....	64
7.8 SUOLO, SOTTOSUOLO ED ACQUE SOTTERRANEE .....	64
7.9 TRAFFICO.....	65
7.10 PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI.....	65
7.11 RIPRISTINO DEL SITO ALLA CESSAZIONE DELL' ATTIVITÀ .....	65
<b>8. CONSIDERAZIONI FINALI .....</b>	<b>66</b>
<b>9. PRESCRIZIONI.....</b>	<b>67</b>
9.1 CAPACITÀ PRODUTTIVA .....	67
9.2 APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE DEI COMBUSTIBILI E DI ALTRE MATERIE PRIME .....	67
9.3 EMISSIONI CONVOGLIATE IN ATMOSFERA .....	68
9.4 EMISSIONI DIFFUSE .....	71
9.5 MANUTENZIONE, MALFUNZIONAMENTI ED EVENTI INCIDENTALI .....	72
9.6 EMISSIONI IN ACQUA.....	72
9.7 EMISSIONI SONORE E VIBRAZIONI .....	75
9.8 SUOLO E SOTTOSUOLO .....	76
9.9 RIFIUTI.....	76
9.10 PRESCRIZIONI TECNICHE E GESTIONALI.....	78
9.11 MANUTENZIONE, DISFUNZIONAMENTI, GUASTI ED EVENTI INCIDENTALI .....	79
9.12 DISMISSIONE E RIPRISTINO DEI LUOGHI.....	79
<b>10. PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI .....</b>	<b>80</b>
<b>11. SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI .....</b>	<b>80</b>
<b>12. AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE.....</b>	<b>80</b>
<b>13. DURATA, RINNOVO E RIESAME.....</b>	<b>80</b>
<b>14. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO .....</b>	<b>81</b>



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

## 1. DEFINIZIONI

<b>Autorità competente (AC)</b>	Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Direzione Valutazioni Ambientali (ex-Direzione Salvaguardia Ambientale).
<b>Ente di controllo</b>	Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ex-APAT), 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.
<b>Autorizzazione integrata ambientale (AIA)</b>	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.
<b>Commissione IPPC</b>	La Commissione istruttoria nominata ai sensi dell'art. 10 del DPR 14 maggio 2007, n.90.
<b>Gestore</b>	La presente autorizzazione è rilasciata a Centrale a ciclo combinato da 580 MWe di API Raffineria di Ancona S.p.A. sita in Falconara Marittima (An), indicato nel testo seguente con il termine Gestore.
<b>Gruppo Istruttore (GI)</b>	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
<b>Impianto</b>	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 sia tecnicamente connessa con le attività svolte nel luogo suddetto e possa influire sulle emissioni e sull'inquinamento
<b>Inquinamento</b>	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.
<b>Migliori tecniche disponibili (MTD)</b>	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.





**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

**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 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.

## **2. PARTE INTRODUTTIVA**

### **Il Gruppo Istruttore**

#### **2.1 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;



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

- vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00\_2009-0000502 dell'04/03/2009, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale della Centrale a Ciclo Combinato da 580 MWe di Api Raffineria di Ancona Spa al Gruppo Istruttore così costituito:  
Dott.ssa Cinzia Albertazzi- Referente GI  
Dott. Marcello Iocca  
Dott. Rocco Simone  
Avv. Elena Tamburini;
- 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:  
- Dr. David Piccinini - Regione Marche  
- Dr. Marco Salustri - Provincia di Ancona  
- Ing. Giovanna Badiali - Comune di Falconara Marittima;
- preso atto Che ai lavori del GI della Commissione IPPC sono stati designati, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti funzionari e collaboratori dell'ISPRA:  
- Ing. Gaetano Battistella  
- Ing. Solaria Venga.

## **2.2 Atti 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”, Gazzetta Ufficiale N. 135 del 13 Giugno 2005;
- visti i decreti concernenti l'emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili per le attività elencate nell'allegato del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, G.U. n.125 del 31 maggio 2007;
- 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:
1. 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 152/2006, 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 152/2006;
  - l'energia deve essere utilizzata in modo efficace;
  - devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

- 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 delle norme di qualità ambientale;
- visto 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”;
- visto il decreto 1 ottobre 2008 del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare “Linee guida per l’individuazione e l’utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell’allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59. (G.U. n. 51 del 3-3.2009 – S.O. n.29) <<1.1. Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW.>>;
- visto il decreto di compatibilità ambientale DSA-DEC-2009-0001346 del 14 ottobre 2009 del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare per il progetto di Centrale termoelettrica a ciclo combinato da 580 MWe ed opere connesse localizzata nel sito industriale di Falconara Marittima (AN) nonché del Parere positivo della Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale VIA-VAS n. 211 del 18 dicembre 2008, del Parere positivo della Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale VIA-VAS n. 280 del 28 aprile 2009, del Parere positivo del Ministero per i Beni e le Attività Culturali n. DG/PAA/6522 del 18 maggio 2009 ed il Parere della Regione Marche – Decreto dirigenziale n. 129/VAA-08 del 3 dicembre 2008.

### **2.3 Atti ed attività istruttorie**

- Esaminata la domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale e la relativa documentazione tecnica allegata presentata in data 30/06/2006, protocollo del Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare DSA-2006-0017408, dalla società api Raffineria di Ancona S.p.A., con sede legale in Via Flaminia, 685 – 60015 Falconara Marittima (An), per la produzione di energia elettrica nella centrale da realizzare in Via Flaminia, 685 – 60015 Falconara Marittima (An);
- esaminata la richiesta di integrazioni effettuata con nota prot. CIPPC-00-2009-0002495 del 28/12/2009;



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

- viste 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:
- a) 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)
  - b) 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)
    - Grandi impianti di combustione – Linee guida per le migliori tecniche disponibili
  - c) il decreto 1 ottobre 2008 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare “Linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59. (G.U. n. 51 del 3-3.2009 – S.O. n.29) “1.1. Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW”;
- 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) – Febbraio 2009
  - Reference Document on General Principles of Monitoring – Luglio 2003
  - Reference Document on Industrial Cooling Systems – Dicembre 2001;
- esaminata la documentazione prodotta dall'ISPRA nell'ambito di uno specifico Accordo di Programma che garantisce il supporto alla Commissione Nazionale IPPC, e precisamente:
- Relazione Istruttoria “177-API-Falconara-ri” del 15/02/2010 prot. IPPC 00\_2010-0000223 del 16/02/2010;
  - Piano di Monitoraggio e Controllo “177-API-Falconara-PMC3” del 15/10/2010 prot. IPPC 00\_2010-0002051 del 15/10/2010;
- visti i verbali delle riunioni del Gruppo Istruttore nominato per l'istruttoria di cui si tratta e precisamente:
- verbale della riunione del Gruppo Istruttore con il Gestore del 23/04/2010 prot. IPPC 00\_2010-0001014 del 19/05/2010;
  - verbale della riunione del Gruppo Istruttore del 14/05/2010 prot. IPPC 00\_2010-0001013 del 19/05/2010;
  - verbale della riunione del Gruppo Istruttore del 7/07/2010 prot. IPPC 00\_2010-0001399 del 7/07/2010;
  - verbale della riunione del Gruppo Istruttore del 14/10/2010 prot. IPPC 00\_2010-0002063 del 18/10/2010.
- preso atto di quanto emerso nella Conferenza di Servizi tenutasi il 14/10/2010.



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

**EMANA**

**il seguente PARERE**

**3. ATTIVITA' AUTORIZZATA**

<b>Denominazione impianto</b>	Centrale a Ciclo Combinato da 580 MWe di api Raffineria di Ancona S.p.A.
<b>Indirizzo impianto</b>	Via Flaminia 685, 60015 Falconara Marittima (AN) Recapito tel.: 071 91671 E-mail: <a href="mailto:info@apioil.com">info@apioil.com</a>
<b>Sede Legale</b>	api Raffineria di Ancona S.p.A. Via Flaminia 685, 60015 Falconara Marittima (AN)
<b>Rappresentante Legale</b>	Ing. Giancarlo Cogliati
<b>Tipo impianto</b>	Centrale Turbogas a ciclo combinato da 580 MW, impianto nuovo, prima autorizzazione - comune di Falconara MARittima (AN)
<b>Codice e attività IPPC</b>	Categoria 1.1 - Centrali Termiche ed altri Impianti di Combustione con Potenza Termica di almeno 300 MW Classificazione NACE: Produzione di energia elettrica. Codice 40.11 Produzione e distribuzione di calore. Codice 40.30. Classificazione NOSE-P: Processi di combustione 300 MW (Intero gruppo). Codice 101.01
<b>Gestore Impianto</b>	api Raffineria di Ancona S.p.A. - ing. Giancarlo Cogliati Via Flaminia 685, 60015 Falconara Marittima (AN) Tel 071 9167400 E-mail: <a href="mailto:g.cogliati@gruppoapi.com">g.cogliati@gruppoapi.com</a>
<b>Referente IPPC</b>	ing. Carlo De Matthaëis c/o API Anonima via Salaria 1322 - 00138 Roma Tel.: 06 84934417 E-mail: <a href="mailto:c.dematthaeis@apioil.com">c.dematthaeis@apioil.com</a>
<b>Impianto a rischio di incidente rilevante</b>	Si
<b>Sistema di gestione ambientale</b>	L'impianto non dispone del Certificato di Gestione Ambientale in quanto trattasi di nuovo impianto, tuttavia si prevede di adottare un Sistema di Gestione Ambientale (ISO14001).



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

## **4. ASSETTO IMPIANTISTICO**

L’assetto dell’impianto oggetto del procedimento istruttorio ai sensi del D.lgs 59/2005 è quello futuro descritto nel paragrafo 6, essendo un impianto nuovo da costruire.

La collocazione dell’impianto proposto in una area di un polo industriale presso una zona urbana ad alta densità abitativa quale quella di Falconara Marittima identifica di per sé delle criticità intrinseche per tutte le componenti ambientali ed evidenzia necessarie soglie di attenzione per gli inquinanti emessi nell’ambiente circostante e per le possibili interazioni con l’esterno dell’impianto proposto, specie in considerazione delle pressioni già esistenti sull’ambiente e degli ulteriori impatti, come nel contesto della bolla autorizzata per le emissioni in aria.

Oltre alle emissioni in aria e in acqua, devono essere considerate con un grado di attenzione particolare l’emungimento di acqua da falda, lo spandimento di gasolio in caso di eventuale incidente, di olio lubrificante e di additivi chimici, gli effetti annosi di eventuali incidenti inerenti i vari sistemi di alimentazione del combustibile, di abbattimento delle emissioni NO<sub>x</sub> con NH<sub>3</sub> nei sistemi SCR, di emissione di rumore e di eventuale odori, perché in area prossima a una zona popolata con possibili impatti sui cittadini.

## **5. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE**

### **5.1 Introduzione**

L’area dell’impianto è posta a nord di Falconara Marittima, occupa un’area di circa 25.000 m<sup>2</sup> di cui 8.140 m<sup>2</sup> coperti e 16.860 m<sup>2</sup> scoperti ma pavimentati. La nuova centrale si trova all’interno della raffineria API che a sua volta è all’interno della pianura alluvionale del Fiume Esino, ed affaccia a nord-est sul mare Adriatico, a sud-est con altri terreni di stessa proprietà, a sud-ovest con la statale Adriatica. A circa 300 m c’è la linea ferroviaria Ancona-Bologna che passa all’interno dello stabilimento, inoltre a meno di 2 km dall’impianto è situato l’aeroporto di Falconara Marittima.

Il sito della raffineria api è una grande realtà industriale a nord di Ancona, completamente inclusa nei confini amministrativi del Comune di Falconara, la quale è caratterizzata anche dalla presenza di uno scalo merci ferroviario e dell’aeroporto civile “Raffaello Sanzio” di Ancona.

#### Criticità connesse all’inquadramento territoriale<sup>1</sup>

Il Consiglio della Regione Marche, con delibera n.305/2000, definisce l’area territoriale “ad elevato rischio di crisi ambientale” di c.a. 85 kmq di superficie ed una fascia litoranea che da Marina di Montemarciano (AN) arriva alla medio-bassa valle del fiume Esino. Nove i comuni compresi nell’area ed interessati da criticità centrate sulla presenza di infrastrutture di collegamento, dell’importante area portuale di Ancona, dalla presenza di 5 realtà industriale a rischio ai sensi del D.Lgs 334/99 (di cui tre in articolo 8 e due in articolo 6/7), del consistente traffico ferroviario, di

<sup>1</sup> Per un’esaustiva analisi delle criticità ambientali si è tenuto conto, in aggiunta alle dichiarazioni del gestore fornite a mezzo documentazione allegata alla domanda, dell’appartenenza del Comune di Falconara Marittima, e dunque del sito industriale, all’Area ad elevato rischio di crisi ambientale ai sensi del D.C.R.M. 305/2000.



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

mezzi pesanti per il trasporto di merci. Tra questi il Comune di Falconara Marittima occupa tutto il fronte a mare con l'edificato residenziale, sbarrato ad ovest dall'area dell'aeroporto e a sud dalla presenza della ferrovia, e con l'area della raffineria cresciuta sull'interramento del fiume Esino.

Piano di Risanamento dell'Area di Ancona, Falconara e Bassa Valle dell'Esino 2005

La risposta programmatica alle criticità ambientali per l'“area ad elevato rischio di crisi ambientale” è il Piano di Risanamento dell'Area di Ancona, Falconara e Bassa Valle dell'Esino (DACR 172/2005) integrato con gli altri strumenti di piano territoriale.

Le aree indagate si riferiscono al quadro socio-economico, al quadro ambientale, al quadro infrastrutturale nonché al quadro completo degli altri strumenti di piano esistenti.

Il Piano di risanamento dell'AERCA si articola in obiettivi, alcuni dei quali riguardano anche interventi da attuare presso lo stabilimento API:

- *obiettivo A – Risanamento e tutela della qualità dell'aria*, per il quale è prevista la riduzione delle emissioni puntuali degli impianti industriali;
- *obiettivo B – Risanamento e tutela della qualità delle acque*, per cui sono previsti interventi di miglioramento delle acque marino-costiere;
- *obiettivo C – Miglioramento del clima acustico*, che prevede la soluzione di criticità acustiche consolidate ed emergenti, tra le quali è compresa l'area della frazione Fiumesino;
- *obiettivo D – Risanamento e tutela della qualità del suolo*;
- *obiettivo E – Azioni sull'asta fluviale* mediante messa in sicurezza e tutela delle aree esposte a rischio idraulico R4;
- *obiettivo M – Ottimizzazione del sistema energetico dell'AERCA*, per la quale è prevista la generazione di energia distribuita.

Piano energetico ambientale regionale

Approvato con delibera amministrativa del Consiglio Regionale n.175 del 2005 il quale fa propri gli obiettivi del protocollo di Kyoto delineando nel tempo uno scenario di riequilibrio regionale tra produzione e consumo di energia elettrica storicamente fortemente deficitario.

Il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) delle Marche, concentra la sua attenzione su tre assi fondamentali:

- il risparmio energetico;
- lo sfruttamento di energia rinnovabile;
- la capacità di generazione distribuita sul territorio dell'energia elettrica.

Al punto 2 lett. C) dell'All.1 (Sommaro del PEAR) “Capacità di generazione di energia elettrica” il PEAR prevede: “...*Quanto alla localizzazione e alle dimensioni degli impianti si punta agli impianti di taglia piccola per le installazioni vocate alla trigenerazione di energia elettrica, caldo e freddo (ospedali, centri commerciali, centri direzionali) ed alla taglia media (fino a qualche decina di MW) per centrali di cogenerazione di Distretto*”.

Inoltre, al precedente punto 1.2 “Contenuti ed obiettivi del PEAR” esso riporta: “...*risulta centrale il criterio della produzione distribuita e non concentrata di energia; il PEAR non prevede quindi il ricorso a poche grandi “macchine” di produzione energetica, che risultano per altro particolarmente esposte sotto il profilo del consenso sociale e della sicurezza. La scelta della produzione distribuita è funzionale alla valorizzazione di un aspetto peculiare della realtà marchigiana di cui il PEAR intende tener conto: i Distretti industriali*”.

In relazione alla generazione distribuita al punto 4.2.3 “Generazione distribuita e Cogenerazione” prevede che “è possibile riconoscere in via generale tre classi di taglia, che...possono tutte contribuire a realizzare il modello di generazione distribuita proposto:

- *1-5 MW<sub>e</sub> per le applicazioni classiche di rigenerazione...*;



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

- 5-20 MW<sub>e</sub> per le applicazioni al servizio di un singolo stabilimento industriale (o di un piccolo gruppo di stabilimenti contigui) con necessità contemporanee di energia elettrica e di calore di processo;
- 20-100 MW<sub>e</sub> per le applicazioni di area industriale omogenea con la centrale elettrica collegata ad una rete di teleriscaldamento con funzione di distribuire anche calore di processo”;

Emerge che il progetto presentato, data la potenza installata, non può essere considerato conforme agli indirizzi del PEAR.

#### Aree protette

L'area della Raffineria non ricade in area protetta, non è interessata da aree SIC e ZPS.

Sul territorio provinciale, in aree non sottoposte all'influenza della zona industriale indagata, sono presenti il Parco Regionale Conero, il Parco Regionale Gola della Rossa e di Frasassi e la Riserva naturale orientata Ripa Bianca di Jesi.

#### Criticità dovute ad eventuale effetto cumulativo (presenza di altri impianti nell'area)

Nell'area intorno alla Raffineria sono presenti sia sorgenti lineari che contribuiscono all'inquinamento atmosferico dovuto alla presenza di strade a rilevante densità di traffico veicolare, aeroporto, la stessa centrale termoelettrica IGCC a ciclo combinato. Inoltre su area vasta insistono altri centri di emissione importanti, quali la centrale a ciclo combinato della Jesi Energia SpA e l'area portuale di Ancona con relativo traffico navale merci e passeggeri. Gli effetti cumulativi sono stati valutati dai gestori solo per la raffineria e IGCC. Tali effetti sono dovuti principalmente ad emissioni da combustione.

Alla luce di quanto sopra, gli effetti cumulativi da valutare sono principalmente per i parametri NO<sub>x</sub>, CO, SO<sub>x</sub> e PM<sub>10</sub>, PM<sub>2,5</sub>

## **5.2 Aria**

#### Inquinamento atmosferico

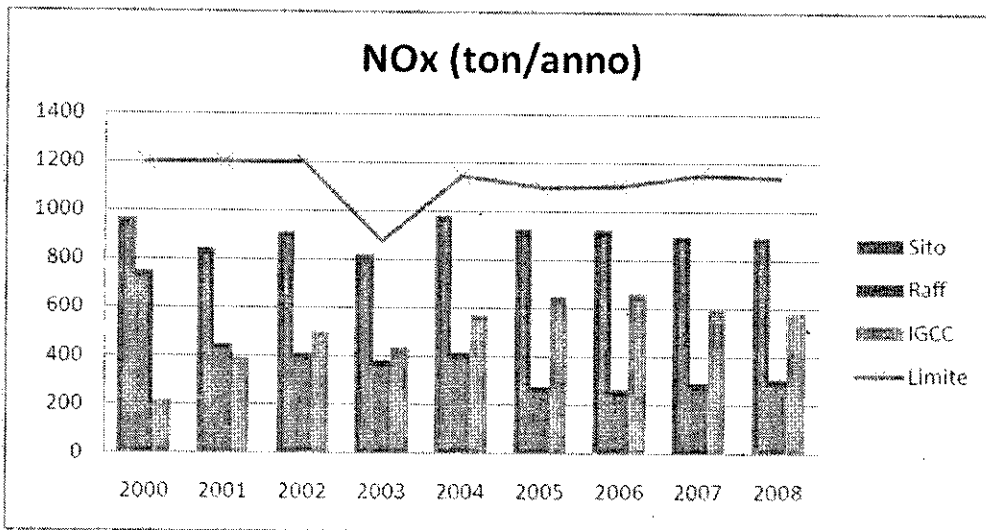
L'inquinamento dell'aria osservato per l'intera area mostra un trend comune alle zone fortemente terziarizzate, ovvero una diminuzione delle concentrazioni degli inquinanti classici (composti dello zolfo e del monossido di carbonio), un livello pressoché costante per gli NO<sub>x</sub> e Benzene (l'aumento delle emissioni in realtà è abbattuto dai moderni mezzi di soppressione), un aumento dell'ozono e dei PM<sub>10</sub>. In particolare la presenza dell'ozono troposferico è indice di smog fotochimico. Le concentrazioni di idrocarburi non metanici sono ben superiori ai valori della soglia di attenzione per tutti i periodi monitorati. Le stazioni di monitoraggio registrano il superamento delle medie annuali di NO<sub>2</sub> e delle medie annuali e giornaliere per il PM<sub>10</sub>.

Il Gestore ha fornito i valori emissivi dei principali inquinanti relativi al sito industriale di Falconara le quali risultano praticamente costanti per quanto concerne gli NO<sub>x</sub> mentre mostrano una riduzione relativamente PTS e SO<sub>x</sub>, come mostrato dai diagrammi a seguito riportati e desunti dai bilanci Ambientali di sito pubblicati dal Gestore:

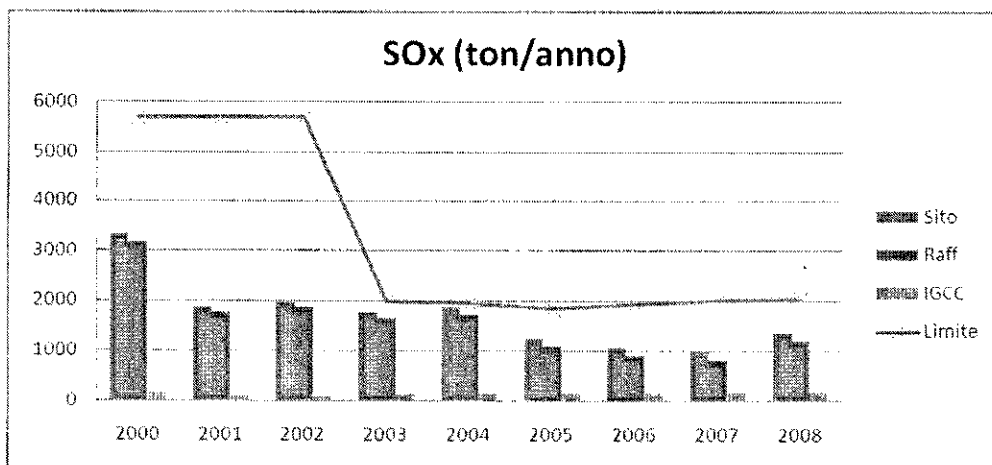
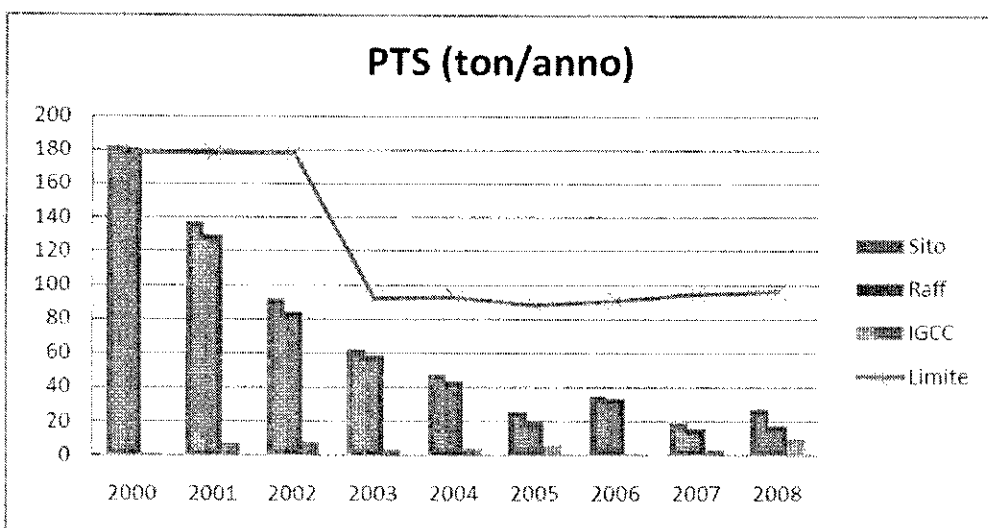




Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di  
"api Raffineria di Ancona S.p.A."  
Sita in Falconara Marittima (An)



Il GI evidenzia che dopo il 2003 il limite, derivante dal Decreto della Regione Marche n. 18 del 30.062003, per gli NOx alla massima capacità produttiva è pari a 975 ton/anno





**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

Per la zona della raffineria il Piano di risanamento e tutela della qualità dell'aria individua una serie di azioni specifiche; il decreto di VIA del nuovo impianto, che fa propri i precedenti protocolli di intesa locali sottoscritti dal Gestore con gli enti competenti, definisce modalità e attività da mettere in atto in caso di superamento delle soglie di allarme. La seguente tabella riporta i contributi percentuali delle principali fonti emmissive incidenti nell'area:

<b>Emissioni</b>	<b>Scenario Estivo</b>				<b>Scenario Invernale</b>			
	CO (%)	NOX (%)	COV (%)	PTS(%)	CO (%)	NOX (%)	COV (%)	PTS(%)
<b>Traffico Veicolare</b>	<b>70-90</b>	<b>55-60</b>	<b>50-60</b>	<b>40-50</b>	<b>60-70</b>	<b>35-45</b>	<b>40-50</b>	<b>35-45</b>
<b>API Raffineria</b>	<b>&lt;5</b>	<b>20-25</b>	<b>10-15</b>	<b>25-35</b>	<b>&lt;5</b>	<b>15-20</b>	<b>8-12</b>	<b>20-30</b>
<b>Altre fonti</b>	<b>10-20</b>	<b>10-15</b>	<b>20-25</b>	<b>20-25</b>	<b>10-20</b>	<b>10-15</b>	<b>20-25</b>	<b>20-25</b>
<b>Riscaldamento</b>	-	-	-	-	<b>10</b>	<b>15-20</b>	<b>8-10</b>	<b>8-10</b>

Fonte: ENEA,ISPRA, Politecnico di Milano,SNAM, ENEL, API

**Comparazione delle emissioni del complesso industriale con le altre sorgenti<sup>2</sup>**

La Regione Marche con L.R.12/99 ha conferito alle Province le funzioni amministrative in materia di inquinamento atmosferico, successivamente con D.C.R. 36/2001 ha approvato il **Piano Regionale di Tutela e risanamento della qualità dell'Aria**.

Il Piano Regionale definisce la *zona a rischio di inquinamento atmosferico bassa Vallesina - zona Falconara*, come area caratterizzata dalla presenza di insediamenti residenziali ed industriali, le cui criticità sono ascrivibili alle emissioni inquinanti da traffico urbano e da attività produttive.

Complessivamente le problematiche evidenziate dal piano sono la presenza di smog fotochimico nei periodi estivi, concentrazioni di picco orario per NO<sub>2</sub>, la presenza di metalli immessi in atmosfera dall'attività della raffineria e di inquinamento da benzene e da particolato PM<sub>10</sub>.

Ad oggi il piano risulta essere approvato (D.A. 143/2010) dall'Assemblea Legislativa Regionale con l'adozione di misure antinquinamento nelle zone individuate particolarmente critiche. Tali misure antinquinamento riguardano interventi nel settore dei trasporti e della mobilità, nel settore dell'industria con misure di risparmio energetico e ricorso a fonti rinnovabili, e nel settore dell'edilizia.

Sulla base dei rilievi della rete di monitoraggio provinciale relativi al PM<sub>10</sub>, resi noti da ARPAM per gli anni 2006-2009, la stazione di Falconara (Scuola), di tipo industriale, ha fatto registrare rispettivamente: 63, 62, 39 (funzionamento al 30%) e 67 superamenti del VL. Dal 1 gennaio al 12 maggio 2010 si sono registrati 59 superamenti del VL.

Il nuovo Piano di Risanamento e Mantenimento della Qualità dell'Aria Ambiente (PRMQAA) approvato con Delibera Amministrativa del Consiglio Regionale n. 143 del 12/01/2010, a pag. 209, paragrafo 7.8, sono confermate alcune previsioni del prece dente Piano Aria

*“7.8. Conferma di alcune misure precedentemente adottate.*

<sup>2</sup> Dal Piano di Risanamento dell'Area di Piano di Risanamento dell'Area di Ancona, Falconara e Bassa Valle dell'Esino



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

*Sono confermate le seguenti misure del Piano regionale adottato con Deliberazione amministrativa n. 36 del 30 maggio 2001:*

- *Paragrafo 8.6 Sottoparagrafo Azioni specifiche per la riduzione dei fattori di emissione degli impianti produttivi, punto 1. Modificazione dei formulati per le materie prime; e punto 2. Adeguamento delle tecnologie di contenimento delle emissioni e dei sistemi di controllo, fatta eccezione del 5° capoverso e relative alinea;*
- *Paragrafo 8.6 Sottoparagrafo Azioni specifiche per la riduzione dei fattori di emissione degli impianti termici.”*

Il Piano regionale di tutela e risanamento della qualità dell'aria 2001 richiamato individua le seguenti specifiche azioni a carico del sito di Raffineria API per il contenimento delle emissioni in atmosfera (cfr. pag. 232 dell'elaborato di sintesi):

- Miglioramento dell'efficienza del denitrificatore dell'impianto di gassificazione a ciclo combinato (IGCC), senza superare la concentrazione di 3 mg/mc alle emissioni di ammoniacca;
- Fermata degli impianti per manutenzione nei periodi di maggiore rischio di formazione ozono;
- Sostituzione di olio combustibile con gas metano nel periodo di maggiore rischio di formazione di ozono. Riduzione degli NOx attraverso un dosaggio di interventi sui combustibili e sull'efficienza del DeNOx tali da portare tali emissioni al di sotto del tetto delle **2 tonn/giorno**.

Inoltre il Piano delinea un ulteriore scenario di riduzione possibile riferito per i mesi estivi:

1. (NOx) emissione di Raffineria di 0,8 ton/giorno con sostituzione di 91 ton/giorno di olio combustibile con 63 ton/giorno di gas metano;
2. (NOx) emissione IGCC di 1,05 ton/giorno con efficienza DeNOx del 50%.

Quest'ultimo scenario, ulteriormente virtuoso, porterebbe le emissioni complessive del sito a 1,85 tonn/giorno.

Il Piano Territoriale di Coordinamento (PTC) della Provincia di Ancona, approvato con delibera del Consiglio provinciale n. 117 del 28/07/2003, al cap. 3.2 “L'area progetto di Ancona Nord” riporta: *“coerentemente con l'insieme degli indirizzi riguardanti le tematiche ambientali e quelle territoriali prevede la rimozione dell'impianto della raffineria alla scadenza delle concessioni: alle motivazioni già adottate per questa scelta, riguardanti gli equilibri della linea di costa e gli effetti sulla qualità dell'aria, sono da aggiungere quelle riguardanti i rischi derivanti dalla contiguità con la linea ferroviaria, con la SS.16, soprattutto con l'aeroporto oltre che con le case dei quartieri di Villanova e Fiumesino. L'area, come è noto, è stata oggetto di prese di posizione piuttosto convergenti da parte dei vari enti territoriali, che hanno portato alla “dichiarazione di area ad alto rischio ambientale” a seguito di accordo di programma tra Ministero dell'Ambiente e Regione Marche, finalizzato alla delocalizzazione della raffineria e del deposito Liquigas. Poiché, tuttavia, si tratta di procedure i cui tempi di attuazione risultano incerti, appare opportuno definire un programma di trasformazione che si ponga nella prospettiva della riappropriazione e risistemazione - al termine del periodo di validità della concessione ministeriale - del sito attualmente occupato dall'API (oltre che ovviamente del sito Liquigas in tempi più ravvicinati), e che individui gli interventi da mettere in cantiere nel periodo intermedio, finalizzati sia a ridurre i rischi più immediati sia a preparare per fasi l'assetto definitivo”.*

Pertanto si può concludere che l'introduzione di una nuova CTE nel sito in questione non appare coerente con gli indirizzi del PTC tendenti a proporre una generale ed articolata riduzione delle



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

pressioni ambientali sull'area in questione.

Inoltre, nel parere della Provincia di Ancona si apprende una mancata coerenza in quanto l'opera interessa la “fascia delle continuità naturalistica”.

Il Piano stralcio di bacino per l'Assetto Idrogeologico (PAI), approvato con DACR. n. 116/2004, nell'ambito della perimetrazione della Foce del Fiume Esino (codice identificativo E-12-0002), definisce l'area in cui sono previste le centrali in progetto a “rischio idraulico molto elevato (R4)”. Le aree a rischio idrogeologico individuate nel PAI sono sottoposte alle Norme di Attuazione del piano stesso, che rappresentano la fonte normativa di riferimento. In particolare, le N.A. introducono nelle aree perimetrate dal piano le limitazioni d'uso del territorio contenute, nel caso specifico, negli artt. 7 e 9 (disciplina delle aree inondabili). Tali articoli fissano gli usi consentiti nelle aree inondabili, non consentendo, in genere nuove edificazioni o trasformazioni dello stato dei luoghi, ma permettendo, previa verifica di compatibilità degli stessi con la pericolosità idraulica dell'area, gli interventi obbligatori richiesti da norme specifiche di settore (ad esempio sicurezza sul lavoro, impiantistica, bonifica di siti inquinati).

All'art. 19, comma 1, lettera a “Modifica alle aree”, il PAI prevede però che gli Enti locali ed i soggetti privati possano presentare istanze all'Autorità di Bacino Regionale per la eventuale modifica parziale o l'eliminazione delle aree a rischio censite dal Piano in seguito sia all'approfondimento del quadro conoscitivo e sia alla realizzazione di interventi di messa in sicurezza dell'area a rischio, che allo stato attuale si troverebbero in un'area esondabile.

Soltanto una eventuale riduzione della perimetrazione dell'area a rischio del PAI con l'esclusione dell'area di interesse dell'azienda dal perimetro in oggetto, secondo le modalità di cui all'art. 19 delle N.A. del PAI, potrebbe consentire la realizzazione delle nuove centrali termoelettriche.

Da quanto sopra esposto, allo stato attuale la zona interessata dalla realizzazioni delle opere in progetto è assoggettata alle prescrizioni degli artt. 7 e 9 e, pertanto, trattandosi di una nuova realizzazione, l'intervento non rientra tra quelli consentiti dagli articoli sopra citati delle Norme di Attuazione del PAI.

A tal proposito, in data 01/03/2007 l'Autorità di Bacino Regionale, con nota prot. DST\_08/39136 del 01/03/2007, ha rilasciato parere negativo in merito al progetto in oggetto. Tale parere è stato recepito nel Decreto 1346 del 14.10.2009 di pronuncia di compatibilità ambientale prescrizione A7 (“prima dell'inizio dei lavori dovranno essere stati progettati, autorizzati, attuati e collaudati tutti gli interventi necessari alla deperimetrazione o al declassamento dell'area a rischio esondazione R4 del PAI”).

Il proponente ha trasmesso alla Regione Marche la documentazione relativa allo studio per l'approfondimento del quadro conoscitivo delle pericolosità delle aree a rischio nella parte terminale dell'asta fluviale del fiume Esino, in particolare gli elaborati “Attività 1-fase conoscitiva” ed “Attività 2-Analisi dello stato di fatto” (acquisiti al prot. S08/165541 del 10/08/2007). Il proponente ha inoltre inviato uno studio del reticolo idrografico minore della sponda destra del fiume Esino interessato dagli eventi alluvionali del settembre 2006, finalizzato alla deperimetrazione dell'area R4, in particolare gli allegati “Attività 1-fase conoscitiva” e “Attività 2-Analisi dello stato di fatto” (acquisiti al prot. S08/304370 del 16/06/2008).

Il Piano Regolatore Generale (PRG) del Comune di Falconara M.ma, adottato il 17/12/1999, entrato in vigore il 31/07/2003 e successivamente aggiornato con D.C.C. n. 127 del 21/12/2005 (in vigore dal 20/04/2006) nel Foglio di Area Progetto Unitario (APU 2), parte che detta indirizzi e obiettivi da raggiungere con le trasformazioni territoriali, prevede “la graduale dismissione e conseguente definitiva riconversione economico-produttiva e funzionale dell'area attualmente



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

*occupata dalla Raffineria API in un’ottica di sviluppo sostenibile ed ecocompatibile e di riequilibrio dell’ambiente e del territorio”.*

Lo stesso PRG, nella parte avente valore cogente e prescrittivo (Foglio Normativo di Zona SAT B2 – ZUT 1), consente solo interventi legati al miglioramento della sicurezza interna ed esterna e gli interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria che, nel caso di stabilimenti industriali, soggiacciono alle disposizioni di cui alla Circolare del Ministero dei LL.PP. n. 1918/1977.

L’area di raffineria ricade all’interno della zona classificata SAT (Sub Ambito Territoriale) B2 – ZUD (Zona urbana definita) 1, in particolare nelle sottozone 1, 2 e 3.

In particolare, nella sottozona 1, area di pertinenza della centrale da 520 MW<sub>e</sub>, è prevista l’esclusione di qualsiasi tipo di impianto industriale ad alto rischio.

Nella sottozona 3, area in cui il progetto prevede l’ubicazione della centrale da 60 MW<sub>e</sub>, sono esclusi qualsiasi tipo di impianti industriali.

Inoltre, tenuto conto che l’area di raffineria ricade nell’AERCA, *“il PRG prevede uno scenario a medio e lungo termine che prefigura una riconversione ecocompatibile delle attività oggi presenti, tramite piani e progetti-programma, volta al risanamento e alla profonda trasformazione urbanistica dell’intera area”.*

Da quanto sopra esposto, si deduce che le centrali in progetto, in quanto realizzazione di nuovi impianti, non sono conformi allo strumento urbanistico del Comune di Falconara M.ma.

Deve essere comunque rappresentato che l’eventuale autorizzazione di cui alla L. n. 55/2002 del Ministero dello Sviluppo Economico costituirebbe anche variante allo strumento urbanistico.

In data 31/03/2005 il Comune di Falconara Marittima ha inoltre approvato la classificazione acustica del territorio comunale assegnando alle porzioni di territorio di pertinenza della Raffineria API due differenti classi acustiche. Alla zona individuata in corrispondenza delle aree comprese tra la ferrovia e la linea di costa, sulle quali insistono gli impianti principali, tra cui le CTE in progetto, è assegnata la classe acustica VI (aree esclusivamente industriali). Alla porzione corrispondente all’area dello stabilimento compresa tra la linea ferroviaria e la SS76 è stata assegnata la classe acustica V (aree prevalentemente industriali).

Sulla base dei limiti imposti dalla zonizzazione acustica, il proponente, ai fini del rispetto di tali limiti, ha predisposto un Piano di Risanamento Acustico Volontario (PRAV). Nel merito si rimanda al paragrafo 2.2.3 *“quadro di riferimento ambientale”.*

Il **protocollo d’intesa** siglato tra la Regione Marche ed API Raffineria S.p.A., sottoscritto in data 30/06/2003 ed al quale, in data 01/08/2003, ha aderito anche la Provincia di Ancona, all’art. 2 *“formalizza l’impegno delle parti a perseguire, agevolare nel rispetto degli indirizzi nazionali e comunitari di politica energetica nonché del Piano Energetico Regionale, il miglioramento dell’efficienza dei processi produttivi e l’ulteriore riduzione del loro impatto ambientale, in linea con i principi ed i tempi dettati della direttiva 96/61 (direttiva IPPC)”.*

Sempre allo stesso articolo: *“...l’azienda si impegna a presentare ogni 5 anni, a partire dal 2004, un piano di sviluppo industriale strategico, economicamente compatibile, ...tenendo conto dell’evoluzione normativa e di mercato in termini di prodotti petroliferi, dello sviluppo e della diffusione di prodotti energetici alternativi, nonché degli indirizzi di politica energetica del Paese e della Regione, possa essere discusso con gli enti pubblici al fine di perseguire l’obiettivo di uno sviluppo industriale che configuri il sito sempre più come un “polo energetico ambientalmente avanzato”, anziché come raffineria petrolifera tradizionale, in linea con gli indirizzi e le previsioni del PEAR, salvaguardando i livelli occupazionali e favorendo, a parità di condizioni i rapporti con le imprese locali e regionali. S’intende con quanto sopra che, alla scadenza della concessione, l’attività sia caratterizzata da produzioni a basso impatto ambientale e a forte innovazione energetica”.*



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

### 5.3 Acque superficiali e sotterranee

#### Inquinamento delle acque dolci superficiali e sotterranee.

Per quanto riguarda le **acque superficiali**, lo stato del *fiume Esino* è monitorato da anni in due punti, localizzati rispettivamente in corrispondenza della foce (località Fiumesino) ed in località Chiusa di Chiaravalle.

Il fiume ha caratteristiche torrentizie (grosse variazioni di portata nel corso dell'anno) che comportano una modestissima capacità auto depurativa, con conseguente rischio di non riportare il BOD<sub>5</sub> a valori accettabili.

Si registra infatti un progressivo deterioramento della qualità delle acque dalla sorgente alla foce ed una tendenza all'aumento del volume prelevato per le derivazioni idriche concesse significative (nel 2003 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.

Per quanto riguarda lo stato di qualità SACA, sia per la stazione di Chiusa sia per quella di Fiumesino, si registra il livello Sufficiente, nonostante la presenza di tracce di Cromo che testimonia la presenza di attività industriali.

Stazioni di misura	LIM			IBE			SECA			SACA		
	1999	2000	2001	1999	2000	2001	1999	2000	2001	1999	2000	2001
Chiusa	2	3	3	5	5	7	4	4	3	Scadente	Scadente	Suff
Fiumesino	2	3	3	1	3	6	5	5	3			Suff

*Stato del Fiume Esino nell'AERCA*

Il più recente rapporto del 2009 riporta una situazione di miglioramento rispetto a quella rappresentata ed in linea con le restanti foci dei fiumi regionali.

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

Il Gestore dichiara la possibilità di interferenza dei flussi idrici sotterranei (prima falda) da parte di opere sotterranee. A tale riferimento il Gestore prevede di predisporre, sia durante le fasi di costruzione sia durante il successivo esercizio del nuovo impianto, tutte le precauzioni ed attuare tutti gli accorgimenti atti a garantire il corretto funzionamento del sistema di barriera mento idraulico già in essere nel sito.

#### Inquinamento delle acque marino-costiere

Il ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio del Mare ha richiesto attraverso la Conferenza di Servizi Decisoria del 04/06/07 (p. 8 all'OdG) la caratterizzazione delle aree demaniali marine in concessione antistanti la raffineria di Falconara M.ma, estese per un tratto complessivo compreso tra la linea di costa ed i 3000 m dalla stessa.

Tali attività svolte, in contraddittorio con Arpam, si sono concluse nel mese di ottobre 2008 e i risultati sono stati acquisiti al MATTM con prot. n°4990/QdV/DI del 06/03/2009.

Le analisi eseguite, validate da Arpam sono state illustrate, dal MATTM in sede di CdS istruttoria del 06/08/2009. ( punto 7 al OdG) dove dal punto di vista chimico e microbiologico non sono state evidenziate nei sedimenti concentrazioni rilevanti di contaminanti, né mostrano particolari criticità



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

gli esiti sulla colonna d'acqua. Riguardo le analisi eco tossicologiche sui sedimenti sono state rilevate alcune risposte positive in maniera eterogenea. Le analisi eseguite sui mitili hanno riscontrato una certa tendenza al bioaccumulo per i parametri IPA e PCB con concentrazioni assolute tuttavia relativamente modeste.

## **5.4 Suolo e sottosuolo**

### Carta geologica e situazione idrogeologica

L'area della raffineria è stata perimetrata come Sito di Interesse Nazionale con il D.M. del 26/02/2003 ai sensi del D.M. 471/99 in materia di bonifica per la presenza di inquinanti quali BTEX, Trimetilbenzeni, idrocarburi C<sub>12</sub>e >12, MTBE, ETBE, IPA, metalli sia nel suolo che nell'acquifero.

Dei 15 siti compresi nell'anagrafe regionale dei siti da bonificare, ricadenti nel Comune di Falconara M., l'area della raffineria API e dell'ex Enichem sono quelli più estesi in quanto coprono il 90% dei suoli inquinati ed il 98% del volume interessato.

La Raffineria API ricade in ambito sottoposto a vincolo disposti dal Piano di Assetto Idrogeologico della Regione Marche, tuttavia è interessata dal bacino del Fiume Esino individuato come area a Rischio idrogeologico dal PAI 2004 classificato R3 (elevato) ed R4 (molto elevato).

Il Gestore dichiara che non sussiste un potenziale incremento di rischi idrogeologici conseguenti all'alterazione (diretta o indiretta) dell'assetto idraulico di corsi d'acqua e/o di aree di pertinenza fluviale, a consumi di risorse del sottosuolo (materiali di cava, minerali), né potenziali alterazioni dell'assetto esistente dei suoli, induzione (o rischi di induzione) di subsidenza, rischio di inquinamento di suoli da parte di depositi di materiali con sostanze pericolose.

## **5.5 Rumore e vibrazioni**

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.

Il Gestore dichiara che l'impianto non ha potenziali impatti diretti da rumore su ricettori sensibili in fase di esercizio, ed esclude anche quelli derivanti da traffico indotto.

## **5.6 Aree soggette a vincolo**

Il sito di Centrale ricade in area soggetta a vincolo paesaggistico.



**Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di  
“api Raffineria di Ancona S.p.A.”  
Sita in Falconara Marittima (An)**

### ***5.7 Studi epidemiologici***

Per quanto di conoscenza del G.I., l'area circostante il sito industriale è stata oggetto dei seguenti studi epidemiologici:

1. Indagine epidemiologica presso le popolazioni redatto dall'Istituto Nazionale Tumori di Milano – Rapporto finale datato 29/01/2009. L'Indagine, suggerisce dal punto di vista delle tendenze una forte e documentata indicazione che nel periodo considerato vi sia stato un aumento della mortalità attesa nelle aree circostanti la Raffineria, almeno per le persone che più hanno vissuto in quelle aree, sebbene essa non possa essere considerata completamente conclusiva dal punto di vista quantitativo perché la mancata adesione ad essere intervistati potrebbe aver determinato una sovra-stima del rischio di morte.
2. Ricoveri ospedalieri per asma dei bambini residenti nel Comune di Falconara Marittima – ARPAM Servizio Epidemiologia Ambientale (Atlanti di epidemiologia ambientale n. 6/2008).
3. Valutazione dell'impatto sanitario del PM10 e dell'O3 in 16 Comuni della Regione Marche datato 20 febbraio 2010 – ARPAM Servizio Epidemiologia Ambientale.





## 6. IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA AIA

### 6.1 Generalità

L'assetto dell'impianto oggetto del procedimento istruttorio ai sensi del D.lgs 59/2005 è quello **futuro** descritto in questo paragrafo, essendo un impianto nuovo da costruire.

Si sottolinea che l'impianto, così come presentato nella domanda, è mostrato ad un livello di sviluppo di progetto preliminare. Questo fa sì che molti componenti siano presentati come "tipici" e che il relativo comportamento ambientale atteso (prestazioni ambientali) sia anch'esso "tipico".

L'area adibita alla realizzazione della Centrale a Ciclo Combinato da 580 MWe è ad uso esclusivamente industriale ed ha un'estensione pari a circa 25.000 m<sup>2</sup>, inserita nel contesto della raffineria Api di Falconara Marittima.

### 6.2 Impianto di combustione

#### Gruppi di Generazione

Secondo il Gestore, la Centrale a Ciclo Combinato da 580 MWe avrà una capacità di produzione pari a 5.163 GWhe di energia elettrica e di circa 205 GWht di vapore, con due sezioni:

- una Sezione a Ciclo Combinato di potenza nominale elettrica complessiva pari a circa 520 MWe, alimentato a gas naturale (alternativamente con gas naturale miscelato a gas di Raffineria);
- una Sezione a Ciclo Combinato di potenza nominale elettrica complessiva pari a circa 60 MWe, alimentato a gas naturale (alternativamente con gas di raffineria puro oppure con gas naturale miscelato a gas di Raffineria).

Con l'espressione "ciclo combinato" si definisce l'unione di due cicli tecnologici, uno compiuto da aria e gas naturale (ciclo gas) e l'altro compiuto da acqua e vapore (ciclo vapore), entrambi finalizzati a produrre energia elettrica con elevato rendimento:

- nel ciclo gas, l'energia elettrica è ottenuta dalla turbina a gas, grazie all'espansione dei gas caldi provenienti dalla combustione del gas naturale e l'alternatore associato alla turbina trasforma poi l'energia meccanica in energia elettrica;
- nel ciclo vapore, i gas prodotti dalla combustione della turbina a gas vengono convogliati, attraverso un condotto, al generatore di vapore a recupero (GVR) e l'energia meccanica è ottenuta da una turbina alimentata dal vapore prodotto dal GVR, scaricato dalla turbina a vapore e condensato mediante un condensatore raffreddato ad acqua di mare. La condensa così ottenuta, unitamente all'integrazione di acqua demineralizzata, costituisce la portata di alimento per il generatore a recupero, chiudendo così il circuito.

La realizzazione della centrale necessita l'esercizio delle seguenti attività non IPPC, che saranno ubicate all'interno del complesso produttivo di API:

- sistema di presa acqua mare, con capacità di prelievo di 59.000 mc/h per il raffreddamento a ciclo aperto delle due Sezioni costituenti il Ciclo Combinato da 580 MWe;
- linea elettrica da 380 kV, per il collegamento della sezione da 520 MWe con la Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (di seguito RTN), interrata nel primo tratto per per una lunghezza di circa 1.730 m ed in eccezione aerea nella seconda parte per circa 8.700 m;



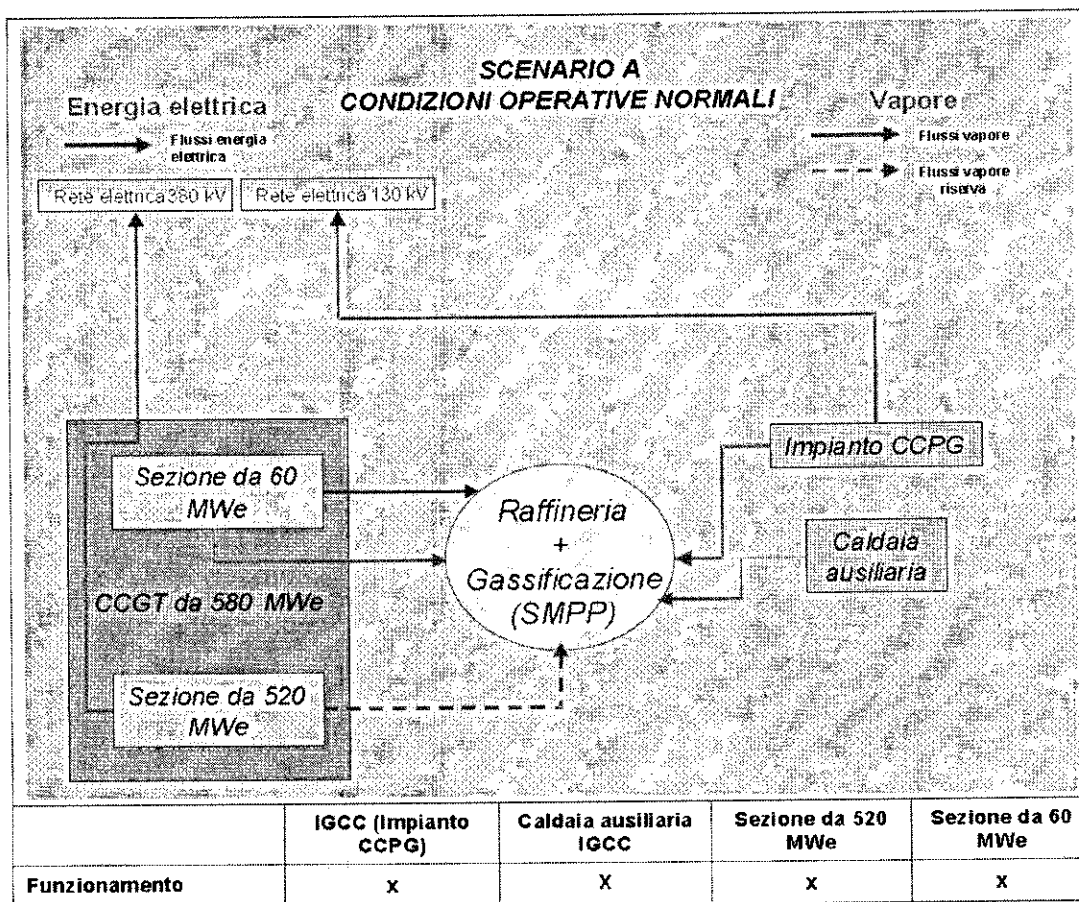
**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

- sottostazione elettrica, in prossimità del nodo di collegamento con la RTN;
- linea elettrica da 120 kV per il collegamento della sezione da 60 MWe con la sottostazione elettrica interna al complesso produttivo, interrata per un tratto di 350 m circa.
- metanodotto, interrato, con un diametro di 16”, che si estende per 2.250 metri e derivato dalla dorsale SNAM, di cui 370 m circa all’interno dell’area di raffineria, al fine di garantire la fornitura di gas naturale, necessario al funzionamento della Centrale.
- unità ausiliarie, garantite da servizi già esistenti in Raffineria.

La Centrale a Ciclo Combinato assicurerà:

- l’esportazione, alla RTN, dell’energia elettrica prodotta dalla sezione da 520 MWe;
- la copertura dei fabbisogni elettrici del sito produttivo API, mediante la produzione di energia elettrica garantita dalla sezione da 60 MWe;
- l’esportazione per usi interni di Raffineria, di 20 t/h di vapore;
- la disponibilità di 70 t/h di vapore per eventuali usi di teleriscaldamento/ telerefrigerazione.

Lo scenario delle condizioni operative della attività produttiva è riportato nella figura seguente:



L’impianto è costituito dalle installazioni di seguito descritte:

**Sezione da 520 MWe**

La sezione da 520 MWe produce, nel normale assetto operativo, solo energia elettrica per esportazione su rete elettrica nazionale ed è basata su una configurazione a ciclo combinato ad



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

elevata efficienza di conversione energetica (59,06%<sup>3</sup>), pur mantenendo la possibilità di esportare vapore al sito.

Il complesso della centrale è costituito da una sezione di processo che prevede le seguenti unità:

- Una turbina a gas industriale, equipaggiata con combustori “Dry Low NOx” (di seguito DLN), che possiede un compressore equipaggiato con pale statoriche ad incidenza variabile (IGV), che consentono il controllo della portata di aria in ingresso durante l’operazione a carico parziale e, di conseguenza, le caratteristiche dei fumi allo scarico, in modo da massimizzare l’efficienza del ciclo combinato. La turbina può essere alimentata con gas naturale o, alternativamente, con una miscela di gas naturale e gas di raffineria (GPL) fino ad un massimo del 15% in peso.
- Una caldaia a recupero calore di tipo orizzontale a circolazione naturale con generazione di vapore a tre livelli di pressione (alta pressione - AP, media pressione - MP e bassa pressione - BP) con risurriscaldamento del vapore a media pressione, dotata dei Sistemi CO-Oxidizer<sup>4</sup> e SCR<sup>5</sup> per l’abbattimento del contenuto d’inquinanti nei fumi al camino, e di un Sistema di campionamenti ed analisi in continuo dei fumi.
- Una turbina a vapore, con relativo condensatore a fasci tubieri raffreddato con acqua di mare, alimentata con vapore surriscaldato ad alta, media e bassa pressione generata dalla caldaia a recupero.

L’energia elettrica prodotta dalla turbina a gas e dalla turbina a vapore, al netto dei fabbisogni interni alla sezione, verrà interamente distribuita alla rete nazionale a tensione (RTN) di 380 kV.

Il vapore prodotto dal ciclo cogenerativo è destinato a riserva per coprire il fabbisogno della raffineria.

Il funzionamento della sezione da 520 MWe è supportato dalle seguenti Unità Ausiliarie:

Unità PP2400: sistema Aria Compressa;

Unità PP2500: sistema Gas Naturale;

Unità PP2600: sistema di raffreddamento macchine;

Unità PP2700: sistema di stoccaggio e distribuzione della Soluzione Ammoniacale;

sono previste inoltre le seguenti Unità Ausiliari, che sono anche a supporto dell’esercizio della Sezione da 60 MWe:

Unità 2900: sistema Gas di Raffineria;

Unità PP3000: sistema presa acqua mare

Unità PP3500: sistema di Teleriscaldamento/Telerefrigerazione.

### **Sezione da 60 MWe**

La sezione da 60 MWe produce energia elettrica e termica da esportare per usi interni alla raffineria di Ancona ed è basata su una configurazione a ciclo combinato ad una elevata efficienza di conversione energetica (circa 60,1%<sup>6</sup>).

Il complesso della centrale è costituito da una sezione di processo che prevede le seguenti unità:

<sup>3</sup> Rendimento globale calcolato a T=15°C in regime di funzionamento con produzione di sola energia elettrica senza esportazioni di vapore

<sup>4</sup> CO-Oxidizer = Sistema di Ossidazione Catalitica per la riduzione dei contenuti di CO nei fumi.

<sup>5</sup> SCR = Selective Catalyst Reduction (Sistema di Riduzione Catalitica) per la riduzione dei contenuti di NOx nei fumi.

<sup>6</sup> Rendimento globale calcolato a T=15°C in regime di funzionamento con produzione di energia elettrica ed esportazioni di vapore verso la Raffineria e senza teleriscaldamento



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

- Una turbina a gas industriale, a configurazione “multi shaft”, equipaggiata con combustori DLN alimentati con miscela di gas naturale e gas di raffineria;
- Una caldaia a recupero calore di tipo orizzontale a circolazione naturale, che genera vapore surriscaldato a due livelli di pressione (AP e BP), con risurriscaldamento del vapore AP. Per aumentare la flessibilità di produzione di vapore della Caldaia a Recupero è prevista l’installazione di un Sistema di Post-combustione<sup>7</sup>. La Caldaia è dotata dei Sistemi CO-Oxidizer e SCR per l’abbattimento del contenuto d’inquinanti nei fumi al camino, e di un Sistema di campionamenti ed analisi in continuo dei fumi;
- Una turbina a vapore a condensatore, con relativo condensatore a fasci tuberi raffreddato con acqua di mare, alimentata con vapore surriscaldato ad AP e BP, generato dalla Caldaia a Recupero.

L’energia elettrica prodotta è principalmente destinata ai consumi interni della raffineria, eventuali eccedenze sono destinate alla rete nazionale a 120 kV.

Il vapore prodotto dal ciclo cogenerativo (ad Alta e Bassa pressione) è destinato, in condizioni normali, a coprire parte dei fabbisogni del sito, pur rimanendo sempre fattibile la possibilità di alimentare una rete di teleriscaldamento esterna. L’energia elettrica prodotta dalla turbina a gas e dalla turbina a vapore è principalmente destinata a soddisfare i consumi interni della raffineria e non è previsto esportazione di energia sulla rete a 120KV. Il vapore prodotto dal ciclo cogenerativo (ad alta e media pressione) è destinato, in condizioni normali, a coprire parte del fabbisogno interno di raffineria e nella eventualità anche per esportare vapore al sistema teleriscaldamento / telerefrigerazione.

Unità PP1400: Sistema Aria Compressa;  
Unità PP1500: Sistema Gas Naturale;  
Unità PP1600: Sistema Acqua di raffreddamento macchine;  
Unità PP1700: Sistema di stoccaggio e distribuzione della Soluzione Ammoniacale.

Come già descritto nel paragrafo precedente, sono previste inoltre le seguenti Unità Ausiliari, che sono anche a supporto dell’esercizio della Sezione da 520 MWe:

Unità 2900: Sistema Gas di Raffineria;  
Unità PP3000: Sistema presa acqua mare;  
Unità PP3500: Sistema di Teleriscaldamento/Telerefrigerazione.

#### **Utilities già presenti in raffineria**

Le due sezioni a ciclo combinato si avvarranno in parte d’utilities già presenti ed attive all’interno della Raffineria, ed in particolare si prevede la connessione con i seguenti impianti:

- sistema acqua demineralizzata DW, per una portata di circa 4.800 m<sup>3</sup>/giorno;
- sistema acqua servizi;
- sistema collettori vapore (non si prevede pertanto l’installazione di Caldaie Ausiliarie per la produzione del vapore necessario all’avviamento degli stessi);
- sistema trattamento acque WWT, per una portata di circa 3.600 m<sup>3</sup>/giorno ed una portata massima di circa 400 m<sup>3</sup>/ora (gli scarichi civili ed industriali, legati al funzionamento delle due sezioni, saranno inviati agli impianti di trattamento già esistenti in raffineria);

<sup>7</sup> Bruciatore ausiliario installato sulla caldaia a recupero. Il sistema è configurato in modo tale da poter essere alimentato con Gas naturale, con miscela di Gas naturale e Gas di Raffineria oppure con solo Gas di Raffineria



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

- sistema antincendio (si prevede l'installazione, lungo l'anello perimetrico delle due aree impianti, di una rete d'acqua che sarà alimentata da un sistema di pompaggio che attinge l'acqua dal sistema antincendio già presente in raffineria).

Si evidenzia che la configurazione dell'impianto di trattamento acque reflue è lo stesso di quello esistente per la raffineria.

*Sistema Gas Naturale e Gas di raffineria*

La Centrale sarà alimentata a gas naturale e a gas di raffineria<sup>8</sup>, con:

- la sezione da 520 MWe alimentata solo a gas naturale per 8.760 ore annue;
- la sezione da 60 MWe alimentata a solo gas di raffineria (GPL) per 4.000 ore annue e a solo gas naturale per le rimanenti 4760 ore e per il processo di post combustione<sup>9</sup> durante le 3500 ore annue in cui esporta energia al sistema di teleriscaldamento.

L'approvvigionamento è assicurato per il gas naturale mediante alimentazione dalla rete SNAM di distribuzione mediante il nuovo metanodotto da realizzarsi e per il gas di raffineria (GPL) direttamente dal processo di lavorazione dalla Raffineria API di Ancona.

La portata di gas naturale alimentato alla Centrale dal nuovo metanodotto è di circa 114.000 Nm<sup>3</sup>/h, di cui 98.000 Nm<sup>3</sup>/h per la Sezione 1 da 520 MWe e 16.000 Nm<sup>3</sup>/h per la Sezione 2 da 60 MWe, mentre la portata di gas di raffineria (GPL) è di circa 15.000 Nm<sup>3</sup>/h, di cui 9.815 Nm<sup>3</sup>/h per la Sezione 1 e 4.367 Nm<sup>3</sup>/h per la Sezione 2.

La pressione del gas naturale fornito dall'ente erogatore è circa 60 bar e deve essere ridotto a circa 43bar per la sezione da 520MW e circa 30 bar per la sezione da 60MW. La sezione da 520MW proprio per la sua alta pressione di alimentazione del gas alla GT è stata predisposta con una stazione di riduzione/compressione per garantire il corretto livello di pressione anche quando la pressione possa scendere fino al minimo garantito dei 39bar. La sezione da 60MW sarà equipaggiata con la sola stazione di riduzione.

*Caldaia Ausiliaria*

Non prevista una ulteriore rispetto all'esistente, perchè il vapore necessario all'avviamento proviene da un Sistema di collettori di vapore proveniente dalla Raffineria API.

Sono previsti 2 generatori ausiliari di emergenza nelle Unità PP1900 e PP2900 delle Sezioni da 60 e da 520 MWe, alimentati a gasolio con consumi annui trascurabili (per la sola manutenzione di circa 10 ore /anno).

L'impianto di produzione delle acque Demi ha una portata di acqua demineralizzata di 4.800 m<sup>3</sup>/giorno.

### **6.3 Impianto di trattamento acque reflue**

*Sistema di Raccolta e Trattamento degli Effluenti Liquidi*

<sup>8</sup> Proveniente dalla sezione GPL della Raffineria con composizione (% mol) di: n-butano 53.4, i-butano 19.9, propano 23.1, etano 2.4, pentano 1.2 ed un potere calorifico di 10,958 Kcal/Kg

<sup>9</sup> Per il bruciatore ausiliario installato sulla caldaia a recupero, il sistema di alimentazione è configurato in modo tale da poter essere alimentato con Gas naturale, con miscela di Gas naturale e Gas di Raffineria oppure con solo Gas di Raffineria



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

Secondo il Gestore, la gestione delle acque di scarico per la nuova centrale termoelettrica avverrà secondo le seguenti modalità:

- le acque di blow-down caldaia e le acque piovane dei piazzali saranno avviate alla fogna oleosa di raffineria che confluisce nell'impianto TAS per il trattamento (fisico a gravità, chimico-fisico, biologico a fanghi attivi, sedimentatore finale) congiunto con le acque di processo e meteoriche del resto degli impianti della Raffineria API e delle acque dell'impianto IGCC (acque grigie), prima dell'invio allo scarico esistente SF1 (nella documentazione relativa alla Raffineria API indicato come SF-RAFF1);
- le acque di lavaggio delle resine dell'impianto “demi” insieme con l'eventuale surplus di produzione saranno scaricate direttamente nello scarico esistente SF2 (nella documentazione relativa alla Raffineria API indicato come SF-RAFF2) così come avviene adesso;
- le acque di raffreddamento ad un passaggio saranno avviate allo scarico nel nuovo punto di scarico nel mare Adriatico SF5.

La nuova Centrale Termoelettrica utilizzerà l'impianto di trattamento delle acque reflue (TAS) già presente nella Raffineria API che ha una portata media di 7.796 m<sup>3</sup>/giorno (anno di riferimento 2004) e una portata massima di 10.800 m<sup>3</sup>/giorno.

## **6.4 Consumi, movimentazione e stoccaggio delle materie prime e combustibili**

### Materie Prime Impiegate

Nella Centrale Termoelettrica di API di Falconara la principale materia prima utilizzata sarà il gas naturale ed in parte il gas di raffineria (GPL), come riportato nella tabella seguente con i consumi di combustibile alla capacità produttiva.

#### **B.5.2 Combustibili utilizzati<sup>8</sup> (alla capacità produttiva)**

<b>Combustibile</b>	<b>% S</b>	<b>Consumo annuo (t)</b>	<b>PCI (kJ/kg)</b>	<b>Energia (MJ)</b>
<b>Gas Naturale</b>	0,002	620.600	49.567	3,076 E+11
<b>Gas di Raffineria (GPL)<sup>9</sup></b>	Tracce	38.260 <sup>10</sup>	45.870	1,755 E+10

Oltre a questi combustibili, saranno utilizzati anche prodotti chimici per il trattamento dell'acqua demi, oli minerali per la lubrificazione dei macchinari, ecc.

Il consumo di materie prime, combustibili e chemicals indicato dal Gestore alla capacità produttiva è riportato nella tabella seguente:



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

**B.1.1 Consumo di materie prime (parte storica)**

Anno di riferimento:

Non applicabile

**B.1.2 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)**

Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	N° CAS	Eventuali sostanze pericolose contenute			Consumo annuo	
						Denominazione	% in peso	FRASI R		
Gas naturale	Rete SNAM	Materia prima	F1, F2	Gassoso	74-82-8	Metano	99,4%	R12	F+	620.600 t
Gas di raffineria	Api Raffineria di Ancona s.p.a.	Materia prima	F4, F5	Gassoso	74-98-6 106-97-6	Propano n-butano	23% 53%	R12	F+	36.260 t
Idrogeno di raffreddamento		Materia ausiliaria	F1	Gassoso	1333-74-0	Idrogeno	98%	R12	F+	3,2 t
Ammine		Materia ausiliaria	F2, F5	Liquido	-	-	-	-	-	5,4 t
Soluzione Basica		Materia ausiliaria	F2, F5	Liquido	1310-73-2	Ipossido di Sodio	15%	R35	C	183 t
Soluzione Acida		Materia ausiliaria	F2, F5 F7	Liquido	7647-01-0	Acido Cloridrico	32%	R23, R35	T, C	4.271 t
Deossigenante		Materia ausiliaria	F2, F5	Liquido	497-18-7	Carboidrazide	< 10%	R22, R36 R43	Xn	2,6 t
Soluzione Ammoniacale		Materia ausiliaria	F2, F5	Liquido	7664-41-7	Ammoniaca	30%	R10, R23, R34, R50	T, N	980 t
OPTISPERSE HP5464 (a base di fosfati)		Materia ausiliaria	F2, F5	Liquido	-	-	-	-	-	5,2 t
Clorito di sodio		Materia ausiliaria	F7	Liquido	7756-19-2	Clorito di sodio	30%	-	-	6.312 t

**Legenda:**

**FRASI DI RISCHIO – FRASI R**

- > R10: Infiammabile;
- > R12: Estremamente infiammabile;
- > R22: Nocivo per ingestione;
- > R23: Tossico per inalazione;
- > R34: Provoca ustioni;
- > R35: Provoca grandi ustioni;
- > R38: Irritante per la pelle;
- > R43: Può provocare sensibilizzazione per contatto con la pelle;
- > R50: Altamente tossico per gli organismi acquatici;

**CLASSI DI PERICOLOSITA'**

- > Xn: nocivi;
- > F+: estremamente infiammabile;
- > T: tossici;
- > N: nocivi per l'ambiente;
- > C: corrosivi.

Le aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi sono riportate nella tabella seguente:



Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di  
"api Raffineria di Ancona S.p.A."  
Sita in Falconara Marittima (An)

B.13 Aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi

N° area	Identificazione area	Capacità di stoccaggio (m <sup>3</sup> )	Superficie (m <sup>2</sup> )	Caratteristiche <sup>55</sup>		
				Modalità	Capacità (m <sup>3</sup> )	Materiale stoccato
1	Stoccaggio Bombe di idrogeno	3,2 <sup>36</sup>	~	5 pacchi da 16 Bombe	0,04 <sup>36</sup> (per bombola)	H <sub>2</sub>
2	Edificio PK-PP2208	10	~	1 Serbatoio	5	Soluzione Basica
				1 Serbatoio	5	Soluzione Acida
3	Edificio Produzione Biossido di Cloro	95,1	~	1 Serbatoio	50	Clorito di sodio
				9 Serbatoi	0,5 (ciascun serbatoio)	Clorito di sodio
				1 Serbatoio	37	Acido Cloridrico
				9 Serbatoi	0,4 (ciascun serbatoio)	Acido Cloridrico
4	Edificio package di iniezione 520 MWe	2,5	~	1 Serbatoio	0,5	Deossigenante
				1 Serbatoio	1	Fosfati
5	D-PP2701	40,1	5,7	1 Serbatoio	1	Ammina
				1 Serbatoio	40,1	Soluzione Ammoniacale
6	D-PP1701	8	1,8	1 Serbatoio	8	Soluzione Ammoniacale
7	Edificio package di iniezione 60 MWe	1,5	~	1 Serbatoio	0,5	Deossigenante
				1 Serbatoio	0,5	Fosfati
				1 Serbatoio	0,5	Ammina
8	Edificio PK-PP1209	4	~	1 Serbatoio	2	Soluzione Basica
				1 Serbatoio	2	Soluzione Acida





**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

## 6.5 Consumi, movimentazione e stoccaggio delle materie prime e combustibili

Matrice acqua prelievi (dati presunti alla capacità produttiva valutata su 8760 ore anno).

Le acque utilizzate nei processi e per il raffreddamento sono prelevate rispettivamente da:

- pozzi di bonifica per un quantitativo di circa 4 m<sup>3</sup>/h, valutato come surplus rispetto al normale prelievo per la produzione di acqua “demi”;
- acquedotto industriale (solo per uso igienico sanitario) per un quantitativo di punta 0,7 m<sup>3</sup>/h;
- Mare Adriatico per un quantitativo 59.000 m<sup>3</sup>/h (raffreddamento impianto CTE da 580 MWe).

Si riporta nella tabella seguente il consumo di risorse idriche alla capacità produttiva dichiarato dal Gestore:

B.2.2 Consumo di risorse idriche (alla capacità produttiva)											
n.	Approvvigionamento	Fasi di utilizzo	Utilizzo		Volume totale annuo, m <sup>3</sup>	Consumo giornaliero, m <sup>3</sup>	Portata oraria di punta, m <sup>3</sup> /h	Presenza contatori	Mesi di punta	Giorni di punta	Ore di punta
1	RETE ACQUA di RAFFINERIA	AUSILIARI	<input checked="" type="checkbox"/> industriale	<input type="checkbox"/> processo <input checked="" type="checkbox"/> raffreddamento	20.566	56,4	4,4	SI			
2	ACQUEDOTTO INDUSTRIALE	AUSILIARI	<input checked="" type="checkbox"/> igienico sanitario		438,2	1,22		SI			
3	ACQUE SOTTERRANEE <sup>2</sup>	ITC 1	<input checked="" type="checkbox"/> industriale	<input checked="" type="checkbox"/> processo <input type="checkbox"/> raffreddamento	247.908,7	679,4		SI			
4	MARE	F7	<input checked="" type="checkbox"/> industriale	<input type="checkbox"/> processo <input checked="" type="checkbox"/> raffreddamento	516.840.000	1.416.000	59.000	SI			

## 6.6 Aspetti energetici

Nella tabella seguente sono riportate le capacità di progetto della Sezione da 520 MWe e delle Unità ausiliarie connesse (parte delle utenze sono servite da Unità ausiliarie comuni alla Sezione da 60 MWe e parte delle utilities già esistenti in Raffineria):

Unità di Processo	Capacità di progetto
Potenza elettrica – Turbina a Gas PK-PP2101	334,7 MWe
Potenza elettrica – Turbina a Vapore PK-PP2301	204,8 MWe
Potenza termica immessa	893,48 MWt
<b>Unità ausiliarie dedicate</b>	
Sistema Aria Compressa – Unità PP2400 Nm <sup>3</sup> /h	4.000
Sistema Gas Naturale – Unità PP2500	64,9 T/h
Sistema Acqua di raffreddamento macchine - Unità PP2600	12.210 KW
Sistema di stoccaggio e Distribuzione Soluzione ammoniacale – Unità PP2400	40,10 m <sup>3</sup>
Sistema Elettrico – Unità PP2900 – Generatore Turbina a gas e turbina a vapore MVA	660
<b>Unità ausiliarie comuni con l'impianto da 60 MWe</b>	
Sistema Vaporizzatore Gas di Raffineria – Unità 2900	10 T/h



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

Nella Tabella seguente sono riportate le capacità di progetto della Sezione da 60 MWe e delle Unità ausiliarie connesse (parte delle utenze sono servite da Unità ausiliarie comuni alla Sezione da 520 MWe e parte delle utilities già esistenti in Raffineria):

<b>Unità di Processo</b>	<b>Capacità di progetto</b>
Potenza elettrica – Turbina a Gas PK-PP1101	43,4 MWe
Potenza elettrica – Turbina a Vapore PK-PP1301	21,9 MWe
Potenza termica immessa alla Turbina a Gas PK-PP1101	119,73 MWt
Potenza termica immessa in Post-Combustione	36,0 MWt
<b>Unità ausiliarie dedicate</b>	
Sistema Aria Compressa – Unità PP1400	250 Nm <sup>3</sup> /h
Sistema Gas Naturale – Unità PP1500	64,9 T/h
Sistema Acqua di raffreddamento macchine - Unità PP1600	2.050 KW
Sistema di stoccaggio e Distribuzione Soluzione ammoniacale – Unità PP1700	7.95 m <sup>3</sup>
Sistema Elettrico – Unità PP1900	
Generatore Turbina a gas	55 MVA
Generatore turbina a vapore	25 MVA
<b>Unità ausiliarie comuni con l'impianto da 520 MWe</b>	
Sistema Vaporizzatore Gas di Raffineria – Unità 2900	10 T/h

Nella tabella seguente sono riportate le produzioni attese di energia elettrica e termica della nuova Centrale a Ciclo Combinato da 580 Mwe (per il ciclo da 60MWe sono indicati anche i valori relativi all'assetto di progetto con teleriscaldamento, assetto che ha determinato le condizioni di riferimento progettuale dell'impianto):

Sezione	Ore di funzionamento (h)	Produzione di energia elettrica (Mwe/anno)	Produzione di energia termica (MWt/anno)	Efficienza elettrica in pura condensazione (%)	Efficienza elettrica in pura condensazione secondo le BAT (%)	Efficienza termica in cogenerazione (%)	Efficienza termica in cogenerazione secondo le BAT (%)
Sezione da 520MWe	8.760	4.622.758	0	59,1	54-56		
Sezione da 60MWe	8.760	540.492	204.984 (320.066)			61,5 (61,6)	75-85
CCGT da 580 MWe	8.760	5.163.250	204.984 (320.066)				

NOTA: Tra parentesi i valori riferiti all'assetto con teleriscaldamento operativo che rappresentano le condizioni di riferimento progettuale della sezione da 60MWe.

La Centrale termoelettrica, alimentata dal gas naturale e dal gas di raffineria, produrrà:

- vapore per coprire parte del fabbisogno della Raffineria Api (vapore ad alta – media – bassa pressione) per l'eventuale teleriscaldamento/ telerefrigerazione ad utenze civili qualora il territorio in cui s'inserisce lo richieda;
- energia elettrica ad una tensione nominale di 380 kV (Sezione da 520 MWe), immessa mediante l'elettrodotto da realizzarsi sulla Rete di Trasmissione Nazionale ad una tensione



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

nominale di 130 kV (Sezione da 60 MWe), in grado di coprire quasi totalmente i fabbisogni energetici dell'intero sito;

La Centrale si interfacerà anche con altri servizi / impianti già esistenti in Raffineria, quali ad esempio la rete vapore (con il conseguente vantaggio che non risulta necessaria l'installazione di una caldaia ausiliaria per l'avvio della Centrale), il sistema antincendio, acqua servizi, acqua demi ed impianto di trattamento reflui di raffineria TAS.

Il riepilogo della produzione di energia della CTE alla sua capacità produttiva è riportato nella tabella seguente:

B.3.2 Produzione di energia (alla capacità produttiva)								
Fase	Apparecchiatura	Combustibile utilizzato	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA		
			Potenza termica di combustione (kW)	Energia prodotta (MWh/a)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Potenza elettrica nominale (KVA)	Energia prodotta (MWh/a)	Quota ceduta a terzi (MWh/a)
F1, F2, F3	Turbina a gas, caldaia a recupero e turbina a vapore Sezione da 520 MWe	Gas naturale	893.480	-	-	620.835 <sup>5</sup>	4.622.758	4.622.758
F4, F5, F6	Turbina a gas, caldaia a recupero e turbina a vapore Sezione da 60 MWe	Gas naturale/gas di raffineria (GPL)	137.615 <sup>6</sup>	204.984	-	77.125 <sup>7</sup>	540.492	-
<b>TOTALE</b>			<b>1.031.095</b>	<b>204.984</b>		<b>697.960</b>	<b>5.163.250</b>	<b>4.622.758</b>

<sup>5</sup> Conteggiato nell'ipotesi  $\cos\phi = 0,85$ .

<sup>6</sup> Il valore è stato ricavato dalla media pesata delle potenze termiche di combustione relative al funzionamento a Gas naturale e a gas di raffineria (GPL). Si faccia riferimento alle condizioni di funzionamento riportate nella nota introduttiva.

<sup>7</sup> Conteggiato nell'ipotesi  $\cos\phi = 0,8$ .

Il riepilogo dei consumi di energia della CTE alla sua capacità produttiva è riportato nella tabella seguente:

B.4.2 Consumo di energia (alla capacità produttiva)					
Fase o gruppi di fasi	Energia termica consumata (MWh)	Energia elettrica consumata (MWh)	Prodotti principale	Consumo termico specifico (kWh/unità)	Consumo elettrico specifico (kWh/unità)
F1, F2, F3	7.827.080	46.562	Energia elettrica (kWh)	1,6931 kWh/kWh <sub>e</sub> h	0,009 kWh/kWh <sub>e</sub> h
F4, F5, F6	1.060.836	7.619	Vapore ed Energia elettrica (kWh)	2,24 kWh/kWh <sub>e</sub> h	0,014 kWh/kWh <sub>e</sub> h
F7		49.187	Acqua di mare (kton)		0,0095 kWh/kton
<b>TOTALE</b>		<b>103.368</b>			

Il Parere di VIA emesso dal MATTM 14 ottobre 2009 riporta nelle prescrizioni alcuni limiti all'esercizio riferiti all'utilizzo del solo gas di raffineria (GPL), quali:

- per la Sezione da 520 MWe: il 15% del totale in peso del combustibile in ingresso (riferito ai consumi su base giornaliera);
- per la Sezione da 60 MWe: 4.000 ore/anno (anche in regime di alimentazione esclusivamente a gas di raffineria), e comunque un numero di ore annue non superiore al 50% del totale delle ore di funzionamento.



Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di  
"api Raffineria di Ancona S.p.A."  
Sita in Falconara Marittima (An)

## 6.7 Scarichi idrici ed emissioni in acqua

### Sistema di Raccolta e Trattamento degli Effluenti Liquidi

Secondo il Gestore, la gestione delle acque di scarico per la nuova Centrale Termoelettrica avverrà secondo le seguenti modalità:

- le acque di blow-down caldaia e le acque di lavaggio piazzali saranno avviate alla fogna oleosa di raffineria che confluisce nell'impianto TAS per il trattamento congiunto con le acque di processo e di prima pioggia della Raffineria API e delle acque dell'impianto IGCC (acque grigie), prima dell'invio allo scarico esistente SF1 (nella documentazione relativa alla Raffineria API indicato come SF-RAFF1);
- le acque di lavaggio delle resine dell'impianto "demi" insieme con l'eventuale surplus di produzione saranno scaricate direttamente nello scarico esistente SF2 (nella documentazione relativa alla Raffineria API indicato come SF-RAFF2);
- le acque di raffreddamento ad un passaggio saranno avviate allo scarico nel nuovo punto di scarico nel mare Adriatico SF5.

### Scarichi acque reflue/raffreddamento

Gli scarichi idrici indicati dal Gestore per la nuova centrale termoelettrica sono riportati nella tabella seguente:

Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m <sup>2</sup>	Impianti di trattamento	Temperatura pH T < 35 °C
n° scarico finale: SF 2      Recettore Mare Adriatico (foce fiume Esino)      Portata media annuale <sup>26</sup> : 23.000 m <sup>3</sup> /anno						
Caratteristiche dello scarico						
AI	ITC 1	100	Continuo	-	-	pH=5,5-9,5 T < 35 °C
n° scarico finale: SF 4      Recettore Mare Adriatico      Portata media annuale: 517 milioni m <sup>3</sup> /anno						
Caratteristiche dello scarico						
AR	F7	100	Continuo	-	-	pH=5,5-9,5 T < 35 °C

<sup>26</sup> L'effluente dall'impianto di produzione acqua demi riportato sopra si riferisce al solo incremento relativo al surplus di acqua demi necessaria per il funzionamento della Centrale. Lo scarico SF 2 è già esistente

La nuova Centrale Termoelettrica prevede 3 punti di scarico, tutti con recettore il Mare Adriatico, di cui 2 (SF1 e SF2) già esistenti ed utilizzati dalla raffineria api Raffineria ed 1 (SF5) nuovo punto di scarico per le acque di raffreddamento.

Nel dettaglio dei singoli scarichi idrici:

- SF1 - Acque da impianto TAS (SF-RAFF-1): questo scarico a carattere continuo viene recapitato nel mare Adriatico con la portata media annua aggiuntiva di 41.830 m<sup>3</sup>/anno rispetto ai 2.845.635 m<sup>3</sup>/anno dello scarico di raffineria e convoglia a valle di un impianto di trattamento che depura sia le acque di blow-down di caldaia della nuova centrale, che le acque di processo di raffineria e le acque dell'adiacente impianto IGCC.

Gli inquinanti caratteristici dello scarico sono molti e derivanti in larga misura dal processo di raffinazione.

- SF2 - Acque da rigenerazione resine (SF-RAFF-2): questo scarico a carattere discontinuo viene recapitato alla foce del fiume Esino previa unione ai reflui del canale dell'impianto di



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

Osmosi della raffineria, con una portata media annua aggiuntiva di 37.100 m<sup>3</sup>/anno rispetto a 351.487 m<sup>3</sup>/anno. Non sono previsti trattamenti specifici.

I parametri che vengono monitorati (non indicati nella domanda di AIA) sono:

Parametro
Temperatura
pH
SST
COD
Idrocarburi totali
Ammoniaca
Nitrati
MTBE
ETBE

- **SF5 - Acque da raffreddamento:** il Gestore riferisce sugli aspetti ambientali più significativi del nuovo punto di scarico SF5 dell'acqua di raffreddamento ad un passaggio, sugli inquinanti immessi e sulla descrizione e simulazione dell'impatto in termini di innalzamento termico, sovrapposizione del pennacchio termico con quelli della Raffineria API, concentrazione del biocida biossido di cloro usato come antifouling. Si riportano nel seguito alcune valutazioni in merito dell'ARPAM, Servizio Acque:

Come espresso dal Servizio Acque del Dipartimento provinciale ARPAM di Ancona nella nota prot. 28214 del 05/06/2007 (trasmessa con prot. 24315 del 11/06/2007 ed acquisita al ns. prot. n. S08/129418 del 20/06/2007), a partire dall'entrata in esercizio dell'impianto IGCC, nella zona antistante la raffineria sono cominciati graduali episodi di fioriture microalgali di *Fibrocapsa japonica*. Tale alga si sviluppa in condizioni confacenti di temperatura elevata di acque marine, in zone di bassi fondali, predisposti alla stratificazione della colonna d'acqua. Partito in sordina, il fenomeno si è sviluppato interessando a tutt'oggi, a Nord e Sud della Raffineria, tutto il tratto litorale peraltro adibito a balneazione.

Lo scarico delle acque di raffreddamento dell'impianto IGCC esistente è effettuato con un gradiente termico di +6°C rispetto al prelievo. Gli aumenti di temperatura falsano le condizioni originarie dell'antistante ambiente marino e potrebbero favorire l'insediamento di nuove microalghe in una zona dove giungono navi da tutto il mondo e caratterizzata da elevate concentrazioni di nutrienti azotati e fosforati (veicolati a mare dalla foce del fiume Esino). L'insediamento di nuovi generi microalgali potrebbe risultare deleteria a prescindere dalla tossicità nei confronti dell'uomo, poiché ci sono microalghe tossiche per i pesci e fioriture algali che potrebbero comunque compromettere il turismo balneare.

Con il progetto in oggetto ci si attende che con lo scarico delle acque di raffreddamento delle nuove centrali, le calorie immesse nell'ambiente marino saranno dell'ordine di 3-4 volte circa le attuali immissioni dell'impianto IGCC e si sommerebbero a queste ultime. Il progetto infatti prevede che anche questa restituzione in mare avvenga con un gradiente di temperatura all'uscita maggiorato di 6°C rispetto al prelievo. Il proponente al riguardo non ha considerato, né ipotizzato, gli effetti dell'ulteriore aumento locale di temperatura, seppur dichiara che questi si vanno a sommare agli effetti termici già indotti dallo scarico dell'impianto IGCC.



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

Lo scarico SF5 non è attualmente esistente e sarà costruito con la realizzazione dell'impianto per recapitare nel mare Adriatico con una portata media annua di 517 milioni m<sup>3</sup>/anno e dal punto di vista emissivo sono da considerare i seguenti parametri:

<b>Parametro</b>
Temperatura
ClO <sub>2</sub>
Eventuali sottoprodotti di clorazione dell'acqua mare

Le emissioni in acqua alla capacità produttiva indicate dal Gestore per la nuova Centrale Termoelettrica sono riportate nella tabella seguente:



Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di  
"api Raffineria di Ancona S.p.A."  
Sita in Falconara Marittima (An)

**B.10.2 Emissioni in acqua (alla capacità produttiva)**

Scarichi parziali	Inquinanti	Sostanza pericolosa	Flusso di massa kg/h	Concentrazione mg/l
AR	ClO <sub>2</sub>	NO	27	27
Al <sup>28</sup>	<u>Cloruri</u>	<u>NO</u>	<u>≤ 5.66</u>	<u>≤ 1200</u>
	<u>COD</u>	<u>NO</u>	<u>≤ 2.36</u>	<u>≤ 500</u>
	<u>Fe</u>	<u>NO</u>	<u>≤ 0.02</u>	<u>≤ 4</u>
	<u>Ni</u>	<u>NO</u>	<u>≤ 0.02</u>	<u>≤ 4</u>
	<u>Cr tot</u>	<u>NO</u>	<u>≤ 0.02</u>	<u>≤ 4</u>
	<u>Cu</u>	<u>NO</u>	<u>≤ 0.002</u>	<u>≤ 0.4</u>
	<u>As</u>	<u>NO</u>	<u>≤ 0.002</u>	<u>≤ 0.5</u>
	<u>Mn</u>	<u>NO</u>	<u>≤ 0.02</u>	<u>≤ 4</u>
	<u>Fluoruri</u>	<u>NO</u>	<u>≤ 0.06</u>	<u>≤ 12</u>
	<u>Idrocarburi totali</u>	<u>NO</u>	<u>≤ 0.05</u>	<u>≤ 10</u>
	<u>Fosforo totale</u>	<u>NO</u>	<u>≤ 0.05</u>	<u>≤ 10</u>
	SS	NO	≤ 1.8	≤ 250
	PO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	NO	≤ 0,15 - 0,22	≤ 20 - 30 (come PO <sub>4</sub> <sup>-</sup> )

<sup>28</sup> La concentrazione di biossido di cloro sarà presente in traccia: tale stima sarà possibile solo a valle della messa in funzionamento della Centrale stessa. Per una trattazione delle caratteristiche delle acque di raffreddamento allo scarico, si faccia riferimento all'allegato 6 del SIA.



**Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di  
"api Raffineria di Ancona S.p.A."  
Sita in Falconara Marittima (An)**

**B.10.2 Emissioni in acqua (alla capacità produttiva)**

Scarichi parziali	Inquinanti	Sostanza pericolosa	Flusso di massa kg/h	Concentrazione mg/l
AD <sup>29</sup>	BOD	NO	0,01	240
	COD	NO	0,03	480
	TSS	NO	0,04	600

<sup>28</sup> In relazione alla composizione delle acque industriali considerate si rimanda al Paragrafo 2.8 della "Risposta alle richieste d'integrazione pervenute dalla Commissione AIA – Marzo 2010".

<sup>29</sup> Il calcolo riportato sopra è basato sul concetto di abitanti equivalenti. 15 addetti contemporaneamente presenti in impianto corrispondono a circa 6 abitanti equivalenti. Sulla base di tali dati si sono considerati gli apporti pro-capite.

### **6.8 Emissioni convogliate in aria**

Le fonti di emissione in atmosfera di tipo convogliato alla capacità produttiva della Centrale API di Falconara sono indicate dal Gestore nella tabella seguente:





Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di  
"api Raffineria di Ancona S.p.A."  
Sita in Falconara Marittima (An)

**B.6 Fonti di emissione in atmosfera di tipo convogliato**

N° totale camini: 2

n° camino: E 30

Posizione amministrativa<sup>11</sup> \_\_\_\_\_

**Caratteristiche del camino**

Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
50 m	40,7 m <sup>2</sup>	F1 F2	Dry Low Nox burners Selective catalytic reduction CO oxidizer

Monitoraggio in continuo delle emissioni:  si  no

n° camino: E 31

Posizione amministrativa<sup>11</sup> \_\_\_\_\_

**Caratteristiche del camino**

Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
50 m	7,1 m <sup>2</sup>	F4 F5	Dry Low Nox burners Selective catalytic reduction CO oxidizer

Monitoraggio in continuo delle emissioni:  si  no

n° camino: E 32<sup>12</sup>

Posizione amministrativa<sup>11</sup> \_\_\_\_\_

**Caratteristiche del camino**

Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
3 m	-	Generatore ausiliario di emergenza EDG1, unità PP2900	-

Monitoraggio in continuo delle emissioni:  si  no

n° camino: E 33<sup>12</sup>

Posizione amministrativa<sup>11</sup> \_\_\_\_\_

**Caratteristiche del camino**

Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
3 m	-	Generatore ausiliario di emergenza 1EDG1, unità PP1900	-

Monitoraggio in continuo delle emissioni:  si  no

<sup>11</sup> Si ricorda che l'impianto per il quale si presenta la Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale è un impianto nuovo, pertanto non ancora autorizzato

<sup>12</sup> I generatori sono utilizzati solo in caso di emergenza. Si prevede un funzionamento ai fini della normale manutenzione per un massimo di circa 10 ore l'anno.



**Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di  
"api Raffineria di Ancona S.p.A."  
Sita in Falconara Marittima (An)**

Le emissioni in atmosfera di tipo convogliato alla capacità produttiva della centrale termoelettrica API di Falconara sono indicate dal Gestore nella tabella seguente:

**B.7.2 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato (alla capacità produttiva)**

Camino <sup>13</sup>	Portata <sup>14</sup> Nm <sup>3</sup> /h	Inquinanti	Flusso di massa <sup>18</sup> , kg/h	Flusso di massa <sup>15</sup> , kg/anno	Concentrazione <sup>16</sup> , mg/Nm <sup>3</sup>	% O <sub>2</sub>
E30	2,716,714 <sup>10</sup>	NO <sub>x</sub>	16.3	142,768	6.0	15
		CO	8.16	71,500	3.0 <sup>17</sup>	
		Polveri	2.72	23,827	1.0	
		SO <sub>x</sub>	2.72	23,827	1.0	
		NH <sub>3</sub>	2.72	23,827	1.0	
		CO <sub>2</sub> <sup>18</sup>	178,377	1,562,585,000	65,659 <sup>18</sup>	
E31	434,780 <sup>16</sup>	NO <sub>x</sub>	4.48	34,199	10.3	15
		CO	1.3	11,400	3.0 <sup>17</sup>	
		Polveri	0.17	1,489	0.39	
		SO <sub>x</sub>	0.43	3,767	1.0	
		NH <sub>3</sub>	0.43	3,767	1.0	
		CO <sub>2</sub> <sup>18</sup>	28,894	253,114,000	66,457 <sup>18</sup>	
E32	12	12	12	12	12	12
		12	12	12	12	
E33	12	12	12	12	12	12
		12	12	12	12	

<sup>13</sup> In relazione al confronto tra le prestazioni attese dalla 520 MWe e dalla 60 MWe si rimanda alla sezione 2.7 della "Risposta alle richieste d'integrazione pervenute dalla Commissione AIA – Marzo 2010"

<sup>14</sup> Portata fumi secchi al camino 15 % O<sub>2</sub> volume base secca.

<sup>15</sup> Prestazioni ambientali annuali calcolate in accordo alle condizioni operative d'impianto.

<sup>16</sup> Valori limite orari riferiti ai consumi di combustibili descritti nel bilancio di massa della scheda A.25.

<sup>17</sup> Variazione imputabile alla scelta di Api Raffineria di Ancona di proporre un rilassamento delle prestazioni del sistema CO-oxidizer della Centrale a Ciclo Combinato, tenuto conto di quanto prescritto dal MATTM al punto 2.A del decreto di compatibilità ambientale (DSA-DEC-2009-0001346 del 14.10.2009). Il valore limite autorizzato dal MATTM per la sezione da 520 MWe è pari a 0.8 mg/Nm<sup>3</sup> e per la sezione da 60 MWe pari a 2.5 mg/Nm<sup>3</sup>, fatta salva la possibilità di ridefinire il valore limite al fine di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> (si rimanda per maggiori approfondimenti al capitolo 3 della "Risposta alle richieste d'integrazione pervenute dalla Commissione AIA – Marzo 2010").

<sup>18</sup> Valori emissioni di CO<sub>2</sub> che tengono conto della lieve riduzione imputabile al rilassamento delle prestazioni del CO-oxidizer della Centrale a Ciclo Combinato, proposta nel capitolo 3 della "Risposta alle richieste d'integrazione pervenute dalla Commissione AIA – Marzo 2010".



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

Il Gestore riferisce che l'utilizzo del post combustore della sezione da 60MWe produce un contributo emissivo ricompreso nei valori riportati nelle tabelle sopra richiamati e relativi a questa macchina; inoltre il postcombustore non sarà esercito durante le fasi di fermata ed avviamento dell'impianto ma solo durante il suo normale esercizio.

Le emissioni e le condizioni operative nominali della Centrale indicate dal Gestore, incluse quelle nell'assetto con e senza post-combustione della Sezione da 60 MWe, rappresentano le massime emissioni previste dal Gestore in condizioni di normale funzionamento.

Poiché la centrale API di Falconara è una nuova installazione che insiste in un sito ove coesistono già la Raffineria API di Ancona e la Centrale IGCC, è necessario riportare alcune considerazioni relative alla bolla di raffineria per le opportune valutazioni sui limiti alle emissioni in atmosfera.

Il Ministero dell'Ambiente, nel Decreto di approvazione della VIA dell'impianto IGCC (Decreto del Ministero dell'Ambiente n°1877 del 22 Aprile 1994), ha indicato che le emissioni del complesso produttivo api di Falconara Marittima non devono superare i seguenti valori:

- SO<sub>2</sub> 5.700 t/anno
- NO<sub>x</sub> 1.200 t/anno
- PTS 178 t/anno

Successivamente, il Decreto della Giunta Regione Marche – Direttore del Dipartimento Territorio e Ambiente n° 18/03 del 30 Giugno 2003, ha stabilito che le emissioni complessive della raffineria, relativamente ai singoli inquinanti indicati dal Ministero dell'Ambiente con approvazione della VIA IGCC (ovvero SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e PTS), non devono superare, a parità di quantità di greggio annualmente lavorato e di ciclo di lavorazione autorizzato, quelle conseguite nell'anno 2002.

Nel 2002 le emissioni totali dello Stabilimento Api di Falconara Marittima, come riportati nella dichiarazione EMAS, sono state pari a:

- 913 t/anno di NO<sub>x</sub>
- 1970 t/anno di SO<sub>2</sub>
- 92 t/anno di PTS

a fronte di:

- un quantitativo di greggio lavorato negli impianti petroliferi di 3.649.957 t/anno
- una produzione di energia elettrica dell'impianto IGCC di 1.505.174 MWhe/anno.

La tabella seguente riassume le emissioni per ciascun inquinante, suddividendo il contributo della sola Raffineria API e del solo impianto IGCC.

Tabella - Emissioni Stabilimento Api di Falconara Marittima – Anno 2002

Inquinante	Unità di misura	Emissioni impianti petroliferi	Emissioni IGCC	Totale 2002	Concessione Petrolifera alla massima capacità produttiva 2003
NO <sub>x</sub>	t/a	411	502	913	975
SO <sub>2</sub>	t/a	1873	97	1970	2106
PTS	t/a	84	8	92	98
CO	t/a				195



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**"api Raffineria di Ancona S.p.A."**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

Dai dati sopra riportati è possibile determinare i fattori di emissione per unità di lavorato (greggio lavorato o energia elettrica prodotta) per ciascun inquinante.

Questi fattori sono necessari per determinare le massime emissioni future di NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> e PTS, in funzione delle quantità di greggio che è possibile lavorare dagli impianti petroliferi alla massima capacità produttiva e dalla quantità di energia elettrica prodotta dall'impianto IGCC.

Il Decreto AIA DVA-DEC-2010-0000167 del 19/04/2010 rilasciato alla Raffineria "api raffineria di ancona S.p.A." ed il parere favorevole della Conferenza di Servizi del 04/02/2010 al rilascio dell'AIA al complesso "IGCC Api Energia S.p.A." prevedono per il sito produttivo dei due impianti il rispetto dei seguenti limiti massici, espressi come sommatoria dei valori massici dei due complessi produttivi.

Parametro	Limite prescritto (t/anno)
SO <sub>2</sub>	1400
NO <sub>x</sub>	975
Polveri	70
CO	400

Per quanto riguarda le polveri, i suddetti decreti prescrivono che il Gestore debba sviluppare un programma di riduzione dei valori prescritti, da presentare all'AC entro 18 mesi dal rilascio delle sopraccitate AIA, che preveda di raggiungere valori pari a 56 t/anno per le polveri entro i successivi 6 mesi.

A fronte della realizzazione della centrale, per contenere le emissioni al fine di rispettare il limite emissivo del complesso produttivo Api, saranno applicate alcune misure di compensazione, da adottarsi prima dell'entrata in funzione della centrale da 580 MWe.

In particolare, devono essere effettuati i seguenti interventi per contenere le emissioni:

- Interventi sul post combustore;
- Lavaggio tail gas degli impianti Vacuum 1 e 3
- Sostituzione bruciatori degli impianti Vacuum 1, Visbreaking e Unifining;
- Eliminazione dell'utilizzo di olio combustibile;
- Nuovo sistema post fining caldaia a recupero IGCC;
- SCR IGCC al 50%;
- Sostituzione bruciatori alla ASG;
- Nuovo assetto vapore del sito.

La riduzione che si ottiene applicando tali misure viene stimata da Api e riportata nella seguente tabella:

Descrizione	Inquinante (t/anno)			
	SO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>	PTS	CO
Valori emissivi previsti nell'AIA del sito di Raffineria e IGCC (*)	1.400	975	70 e dopo 18 mesi dal rilascio dell'AIA	400



Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di  
"api Raffineria di Ancona S.p.A."  
Sita in Falconara Marittima (An)

			56	
Emissioni future del nuovo ciclo combinato da 580MW	28	177	25	83
<b>LIMITE PRESCRITTIVO DALLA PROCEDURA VIA 2009 RELATIVO AL SITO DI FALCONARA</b>	<b>1.100</b>	<b>930</b>	<b>80</b>	<b>160</b>

(\*) Valori di emissioni ottenibili tramite l'inserimento di misure compensative, inizialmente previste nel progetto del nuovo ciclo combinato, in particolare:

Il Gestore, nella versione aggiornata del progetto, ha proposto alcuni interventi compensativi sulle emissioni in atmosfera riassunti nella tabella che segue (in cui sono indicate anche le variazioni indotte sul quadro emissivo):

Descrizione	Variazione delle emissioni totali (t/a)			
	NOx	SO <sub>2</sub>	PTS	CO
<b>Misure compensative su raffineria e IGCC</b>				
1. Parziale riduzione utilizzo olio combustibile (20% = 5.000 ton)	-24	-179	-20	-5
2. Lavaggio tail gas vacuum 1 e vacuum 3		-222		
3. Sostituzione bruciatori	-65			
4. Interventi su post combustore di raffineria			-6	
5. Misure di gestione e controllo combustione				-15
<b>6. Azioni di mitigazione in area IGCC</b>				
a. Nuovo sistema Post Firing IGCC	-3			-275
b. SCR HRSG al 50 %	-98			
c. Sostituzione bruciatori ASG	-31			
7. Nuovo assetto vapore IGCC/580 MWe	-58			-5
<b>Totale parziale misure compensative su raffineria e IGCC</b>	<b>-279</b>	<b>-401</b>	<b>-26</b>	<b>-300</b>
<b>Ulteriori misure compensative su stabilimento</b>				
8. Eliminazione quota rimanente olio combustibile (80% = 20.000 ton)	-175	-340	-13	-8
<b>Totale misure compensative su raffineria e IGCC</b>	<b>-454</b>	<b>-741</b>	<b>-39</b>	<b>-308</b>

M1 – Riduzione dell'utilizzo di O.C. per usi interni.

M3 – Installazione di bruciatori LowNOx ai forni di raffineria.

(\*\*) Le compensazioni qui indicate sono conseguite tramite l'adozione dei seguenti interventi così ripartiti:

**Raffineria**

M9 – Eliminazione della quota residua di O.C.

M2 – Lavaggio Tail-Gas degli impianti Vacuum

M4- Interventi di miglioramento al post combustore di raffineria

M5- Misure di controllo della combustione



Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di  
"api Raffineria di Ancona S.p.A."  
Sita in Falconara Marittima (An)

**IGCC**

- M6a – Nuovo sistema post-firing
- M6b – Potenziamento sistema DeNOx
- M6c – Nuovi bruciatori alla Caldaia Ausiliaria
- M8 – Nuovo assetto distribuzione vapore

Il quadro emissivo delle singole attività del sito come presentate dal Gestore a seguito del parere favorevole del decreto VIA è il seguente:

	Attuale limite AIA				Limiti emissivi a valle dell'inserimento CTE 580 MWe			
	SOx (t/a)	NOx (t/a)	PTS (t/a)	CO (t/a)	SOx (t/a)	NOx (t/a)	PTS (t/a)	CO (t/a)
Emissioni totali di sito	1400	975	70 / 56	400 / studio (160)	1100	930	80	160
Raff	1100	325	40 / 32	75 / x	772	291	N.D.	N.D.
IGCC	300	650	30 / 24	325 / y	300	462	N.D.	N.D.
CTE 580 MWe					28	177	25	28

**Legenda alla tabella riportata nel Decreto AIA:**

(\*) Limiti di emissione validi fintanto che il Gestore del complesso Raffineria "api raffineria di Ancona S.p.A.", del complesso "IGCC api Energia S.p.A." e del nuovo ciclo combinato è rappresentato dal medesimo soggetto giuridico e l'esercizio annuale di ciascun impianto è superiore al 50% della massima capacità produttiva di ciascun impianto.

(\*\*) Limiti di emissioni validi per la sola raffineria nel caso in cui i restanti impianti abbiano un esercizio inferiore al 50% della rispettiva massima capacità produttiva.

(\*\*\*) Limiti di emissioni validi per la sola IGCC nel caso in cui i restanti impianti abbiano un esercizio inferiore al 50% della rispettiva massima capacità produttiva.

(\*\*\*\*) Limiti di emissioni validi per la sola 580MW nel caso in cui i restanti impianti abbiano un esercizio inferiore al 50% della rispettiva massima capacità produttiva.

Per differenti assetti operativi, non sopra elencati, il quadro emissivo di riferimento sarà dato dalla somma dei quadri dei singoli impianti in esercizio.

In sede di espressione del parere regionale ai sensi dell'art. 6 della legge 349/1986 e ss.mm.ii. (prot 129/VAA\_08 del 03/12/2008) sono state presentate tabelle e valutazioni **discordanti** per ciò che riguarda il futuro rispetto dei limiti massici sopra esposti, ed in particolare la relazione finale



Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di  
"api Raffineria di Ancona S.p.A."  
Sita in Falconara Marittima (An)

presenta le seguenti tabelle (pag 38-42-43-44-45). Argomenti di seguito riportati sono stati già discussi ed approfonditi in sede di procedimento di VIA.

Ne consegue che i tetti emissivi annui, definiti al punto b-20 del decreto di rinnovo della concessione petrolifera (D.D.D.T.A. n. 18/2003), alla massima capacità produttiva di greggio lavorato, sono schematizzati nella tabella sotto riportata:

	NOx	SO <sub>2</sub>	PTS	CO	Note
Flusso di massa (tonn/anno) c.d. "bolla"	975	2105	98	195	

Secondo le informazioni desumibili dalla documentazione progettuale, l'applicazione delle misure compensative proposte con il progetto delle CTE ai dati di progetto 2007 alla massima capacità produttiva senza le CTE, fornisce lo scenario teorico di partenza a valle dell'attuazione dei miglioramenti impiantistici auspicati anche delle prescrizioni della Concessione petrolifera.

	NOx	SO <sub>2</sub>	PTS	CO	
Emissioni previste per 2007 alla massima capacità produttiva (fonte: progetto)	1196	1693	78	423	
Compensazioni (tonn/anno) (fonte progetto)	454	741	39	308	
Emissioni previste alla massima capacità produttiva (raff. + IGCC) mitigate con misure comp. Senza CTE	742	952	39	115	

L'ultima riga della tabella mostra quale potrebbe essere il nuovo quadro delle emissioni in atmosfera (flussi di massa) per il sito industriale API senza le nuove CTE in progetto e con l'attuazione di tutti gli interventi di miglioramento praticabili (occorre ricordare che il contributo ARPAM - Servizio Aria - rileva che una parte delle diminuzioni delle emissioni in atmosfera proposto da API con le compensazioni di fatto già è stato realizzato mediante la riduzione degli olii combustibili e con altre misure, pertanto l'efficacia delle compensazioni stesse dovrebbe essere minore di quanto previsto).

Tuttavia il quadro emissivo determinato con la realizzazione delle cosiddette misure compensative, risulta importante per allineare le emissioni di NOx (742 tonn/anno) al valore desumibile quale obiettivo possibile del Piano di Tutela e risanamento della qualità dell'aria approvato con DACR n. 36 del 30/05/2001 (circa 730 tonn/anno: valori ottenuti moltiplicando il flusso di massa giornaliero indicato come obiettivo del Piano di Risanamento - 2,00 tonn/giorno - per 365 giorni dell'anno).



Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di  
"api Raffineria di Ancona S.p.A."  
Sita in Falconara Marittima (An)

In sostanza il miglioramento ottenibile rispetto alla c.d. "bolla emissiva" autorizzata, riferibile alla massima produzione, sarebbe quello riportato nella tabella che segue:

	NOx	SO2	PTS	CO
Flusso di massa (tonn/anno) "c.d. "bolla"	975	2106	98	195
Emissioni previste alla massima capacita produttiva (raff. + IGCC) mitigate con misure comp. Senza CTE	742	952	39	115
Differenza (tonn.)	- 233	- 1154	- 39	- 80

Se a questo scenario ideale ma tecnicamente possibile aggiungiamo il contributo dato dalle CTE (impianto di raffinazione, impianto gassificazione a ciclo combinato, misure compensative e contributo delle CTE) avremo idea dello scenario futuro.

	NOx	SO2	PTS	CO
Emissioni previste 2007 alla massima capacita produttiva mitigate	742	952	39	115
Contributo delle CTE (fonte: progetto)	179	28	25	33
Quadro emissivo raff. + IGCC + CTE con Compensazioni attuate (tonn/anno) (fonte progetto)	921	980	64	148

Sull'intero sito industriale, completo degli impianti di raffinazione, dell'impianto di gassificazione, entrambi migliorati con le misure compensative proposte, con il contributo emissivo delle CTE, i quattro parametri considerati subirebbero un decremento rispetto alla bolla emissiva di seguito schematizzato:

	NOx	SO2	PTS	CO
Quadro emissivo raff. + IGCC + CTE con Compensazioni attuate (tonn/anno) (fonte progetto)	921	980	64	148
Flusso di massa (tonn/anno) c.d. "bolla"	975	2106	98	195
Differenza (tonn/anno)	-51	-1126	-34	-47

Il decremento degli elementi inquinati rispetto alla così detta "bolla emissiva" fissata nel 2003,

sarebbe molto sensibile per il parametro SO<sub>2</sub> (riduzione già ad oggi in parte attuata) ma piuttosto esiguo per gli NOx se i nuovi valori vengono confrontati con gli obiettivi del Piano di tutela e risanamento della qualità dell'aria, con gli obiettivi di risanamento per l'area AERCA, con gli impegni assunti nel Protocollo d'Intesa e con le emissioni reali.





Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di  
"api Raffineria di Ancona S.p.A."  
Sita in Falconara Marittima (An)

Inoltre il quadro emissivo sull'intero sito industriale, completo degli impianti di raffinazione, dell'impianto di gassificazione entrambi ottimizzati con le misure compensative proposte nella presente istruttoria, con il contributo emissivo delle CTE, per i quattro parametri considerati subirebbero un incremento rispetto ai dati ARPAM 2003-2005 per i parametri NOx, PTS e CO di seguito schematizzato:

	NOx	SO2	PTS	CO	
Quadro emissivo raff. + IGCC + CTE con Compensazioni attuate (tonn/anno) (fonte progetto)	921	980	64	148	
Emissioni medie 2003-2005 (fonte ARPAM)	912	1636	45	134	
Differenza (tonn/anno)	+9	-656	+19	+14	

Quindi ARPAM evidenzia come la proposta progettuale tenderebbe comunque a peggiorare nei fatti il quadro emissivo attuale per i due inquinati critici ossidi di azoto e polveri totali.

Infine il confronto tra il quadro emissivo sull'intero sito industriale dopo l'attuazione di tutti gli interventi in progetto (impianti di raffinazione e impianto di gassificazione entrambi ottimizzati con le misure compensative proposte nella presente istruttoria, con il contributo emissivo delle CTE), per i quattro parametri considerati, subirebbe un sensibile incremento rispetto alla situazione relativa all'impianto di raffinazione e impianto IGCC con attuate le misure di compensazione.

	NOx	SO2	PTS	CO	
Quadro emissivo raff. + IGCC + CTE con Compensazioni attuate (tonn/anno) (fonte progetto)	921	980	64	148	
Emissioni previste alla massima capacità produttiva mitigate	742	952	39	115	
Differenza (tonn/anno)	+179	+28	+25	+33	

Quindi, sulla base degli schemi sinottici sopra riportati è possibile desumere che con il progetto delle centrali il proponente prevede di attuare, a compensazione, miglioramenti ambientali che interessano



Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di  
"api Raffineria di Ancona S.p.A."  
Sita in Falconara Marittima (An)

direttamente l'impianto di raffinazione e la centrale IGCC esistenti, finalizzati a ridurre le emissioni derivanti dall'intera attività di raffinazione:

- Eliminazione olio combustibile quale combustibile per alcune caldaie;
- Lavaggio tail gas (Vacuum 1 e 3);
- Sostituzione di bruciatori installati nei forni delle unità Vacuum 1, Visbreaking e Unifining con bruciatori Low NOx;
- Interventi sul post combustore di raffineria.

E sull'IGCC:

- Nuovo sistema post firing;
- SCR HRG 50% (miglioramento del sistema DeNOx della caldaia);
- Sostituzione bruciatori a gas della caldaia ausiliaria dell'IGCC;
- Nuovo assetto vapore IGCC/580 MWe.

Tuttavia questi interventi potrebbero e dovrebbero essere attuati indipendentemente dalla realizzazione del progetto delle nuove CTE per il raggiungimento degli obiettivi desumibili dal Piano di tutela e risanamento della qualità dell'aria, per il rispetto dei limiti di bolla alla massima capacità produttiva soprattutto per il parametro NOx, in relazione all'adeguamento complessivo degli impianti esistenti alle prestazioni stabilite per le Migliori Tecniche Disponibili (MTD) di settore nell'ambito del procedimento volto al rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale statale (procedimento attualmente in corso presso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare sia per l'impianto di raffinazione che per l'IGCC) e in ottemperanza agli obiettivi del piano di risanamento dell'area AERCA.

Questo concetto è stato chiaramente espresso sia dal Servizio Aria del Dipartimento provinciale ARPAM di Ancona nella nota prot. 29194 del 11/06/2007 (trasmessa con prot. 24315 del 11/06/2007 ed acquisita al ns. prot. n. S08/129418 del 20/06/2007), che dal Servizio Impiantistica Regionale ARPAM nella nota prot. n. 46587 del 19/11/2007 (acquisita al ns. prot. n. S08/233748 del 22/11/2007). I contributi istruttori affermano che gran parte delle misure compensative proposte da API nel procedimento di VIA in corso sono attuabili indipendentemente dalla realizzazione delle centrali in progetto e pertanto si può fin da ora migliorare la condizione emissiva globale del sito senza il ricorso alle opere oggetto del presente provvedimento. Non è pertanto plausibile configurare tali interventi come compensazioni alla realizzazione delle due centrali, poiché essi garantirebbero, se attuati fin da ora, il rispetto anche delle prescrizioni del decreto di rinnovo della concessione petrolifera.

Il quadro normativo attuale in termini di limiti alle emissioni in atmosfera, secondo il D.Lgs. 152/2006, è riportato nella tabella seguente.

INQUINANTE	Valore Limite Nazionale	Standard di Qualità
CO	100 mg/Nm <sup>3</sup>	10 mg/Nm <sup>3</sup>
NOx	50 mg/Nm <sup>3</sup>	30 µg/Nm <sup>3</sup>
PTS	5 mg/Nm <sup>3</sup>	40 µg/Nm <sup>3</sup>
SOx	35 mg/Nm <sup>3</sup>	125 µg/Nm <sup>3</sup>
NH <sub>3</sub>	250 mg/Nm <sup>3</sup>	600 µg/Nm <sup>3</sup>

Il Parere di VIA emesso dal MATTM 14 ottobre 2009 riporta nelle prescrizioni alcuni limiti all'esercizio per le emissioni in atmosfera, quali:

Inquinante	Valore Limite	Conc. Limite 520 MWe	Conc. Limite 60 MWe
CO	< 160 t/a	< 0,8 mg/Nm <sup>3</sup>	< 2,5 mg/Nm <sup>3</sup>
NOx	< 930 t/a	< 6,0 mg/Nm <sup>3</sup>	< 10,3 mg/Nm <sup>3</sup>
SOx	< 1.100 t/a	< 1,0 mg/Nm <sup>3</sup>	< 1,0 mg/Nm <sup>3</sup>
Polveri	< 80 t/a *	< 1,0 mg/Nm <sup>3</sup>	< 0,5 mg/Nm <sup>3</sup>



Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di  
"api Raffineria di Ancona S.p.A."  
Sita in Falconara Marittima (An)

NH<sub>3</sub> (da DeNOx) ----- < 1,0 mg/Nm<sup>3</sup> < 1,0 mg/Nm<sup>3</sup>

oltre al monitoraggio dell'O<sub>3</sub> (su medie orarie misurate con ARPAM e con riduzione degli NO<sub>x</sub> < 2 T/giorno, se oltre ai limiti), rete di monitoraggio per NO<sub>x</sub>, NO<sub>2</sub>, CO, SO<sub>x</sub>, PM10, PM2,5, O<sub>3</sub>, campagna di misure metalli e idrocarburi non metanici e misure compensative anche sugli impianti dell'IGCC e della Raffineria API.

\* con impegno del Gestore a ridurle a 56 t/a.

Il Gestore ha riferito ad Aprile 2010 di voler apportare alcune ulteriori variazioni migliorative al progetto rispetto a quanto già proposto per ridurre le emissioni convogliate in aria, in acqua e nell'ambiente mediante:

1. Il potenziamento del Sistema DeNOx all'80%
2. Il potenziamento del Sistema CO-Oxider al 90%
3. Il nuovo assetto produttivo della Sezione da 60 MWe con esportazione di vapore ad altissima pressione all'impianto IGCC di API Energia
4. La rinuncia totale all'utilizzo dell'Olio Combustibile quale combustibile nei processi di lavorazione di Raffineria
5. Le misure di minimizzazione dell'impatto acustico
6. L'ottimizzazione del posizionamento della presa a mare
7. L'ottimizzazione del tracciato dell'elettrodotta di connessione alla RTN.

Con questi ulteriori accorgimenti le emissioni in atmosfera della sezione da 520 MWe al Camino E30 con Altezza di 50 m e Area della Sezione di uscita di 40.7 m<sup>2</sup> e Portata di circa 2.716.700 Nm<sup>3</sup>/h di Fumi secchi al 15% di Ossigeno, sono:

Inquinante	Flusso di massa (Kg/h)	Flusso di massa (t/a)	Concentrazione (mg/Nm <sup>3</sup> )	BREF (mg/Nm <sup>3</sup> )
NOx	16.3	143	6.0	20-50
CO	8.2	72	0.8	50-100
Polveri	2.7	24	1.0	< 5
SOx	2.7	24	1.0	n.a.
NH <sub>3</sub>	2.7	24	1.0	< 5

E le emissioni in atmosfera della sezione da 60 MWe al Camino E31 con Altezza di 50 m e Area della Sezione di uscita di 7.1 m<sup>2</sup> e Portata di circa 434.800 Nm<sup>3</sup>/h di Fumi secchi al 15% di Ossigeno, sono:

Inquinante	Flusso di massa (Kg/h)	Flusso di massa (t/h)	Concentrazione (mg/Nm <sup>3</sup> )	BREF (mg/Nm <sup>3</sup> )
NOx	4.5	34	10.3	20-50
CO	1.3	11	2.5	30-100
Polveri	0.2	1	0.4	< 5
SOx	0.4	4	1.0	n.a.
NH <sub>3</sub>	0.4	4	1.0	< 5

In riferimento alle concentrazioni dei limiti di CO per entrambe le sezioni, nel documento di integrazioni consegnato dal Gestore alla fine di marzo si rileva che sulla base di quanto previsto nel Decreto VIA dell'iniziativa in oggetto che riportava: "Per quanto riguarda le emissioni di CO, stante lo stato di non criticità della qualità dell'aria locale rispetto a tale inquinante, i suddetti



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

*limiti emissivi potranno essere successivamente ridefiniti, in accordo con ARPAM, allo scopo di limitare le emissioni in atmosfera di CO<sub>2</sub>, derivanti dall'esercizio del CO Oxidizer nelle condizioni di elevata efficienza previste dal progetto (90%)”.*

La proponente ha colto l'occasione, nel rispondere alla richiesta di integrazioni pervenuta dal MATTM, per proporre un rilassamento dell'efficienza di abbattimento dei sistemi CO-oxidizer, impiegati nella centrale a ciclo combinato da 580 MWe, così da allinearle, in termini ambientali, alle migliori prestazioni mondiali<sup>10</sup> d'impianti di ultima generazione.

In accordo a tale scelta, la concentrazione media giornaliera, attesa al camino della sezione da 520 MWe, e della sezione da 60 MWe sarà pari a 3 mg/Nm<sup>3</sup>.

Di conseguenza, si evidenzia un incremento di circa 55 ton/anno delle emissioni attese di CO dalla nuova Centrale a ciclo combinato da 580 MWe, a fronte della riduzione delle prestazioni ambientali del sistema CO-Oxidizer, rispetto a quanto sottoposto al MATTM durante la procedura di VIA. Il nuovo impianto avrà, quindi, un'emissione annua pari a 83 ton/anno, rispetto alle 28 ton/anno precedentemente presentate.

Comunque il Proponente potrà garantire i flussi di massa annui prescritti dal Decreto VIA per l'intero complesso produttivo, pari a 160 ton/anno, in quanto rispetto all'anno di riferimento 2006, la Raffineria ha realizzato riduzioni di CO ai suoi camini di entità tali da bilanciare le maggiori emissioni sopra attese.

Peraltro, permanendo i flussi di massa di CO in linea con il precedente quadro emissivo, non si ottengono variazioni significative sulla qualità dell'aria, stante il fatto che la stessa Commissione VIA non ha evidenziato criticità per tale parametro per il territorio potenzialmente interessato dall'esercizio del nuovo impianto.

Di seguito si riporta la tabella riassuntiva.

	Configurazione sottoposta a VIA (mg/Nmc)	Nuova Configurazione (mg/Nmc)	Valori BREF (mg/Nmc)	Nuove prestazioni CO-Oxidizer
520 MWE	0.8	3	5-100	~ 65%
60 MWE	2.5	3	30-100	~ 85%

*Tabella 0-1 – Concentrazioni di CO mg/Nm<sup>3</sup> (Fumi secchi al 15% di O<sub>2</sub>) e nuove prestazioni CO-oxidizer*

Sulla base delle sopra citate considerazioni il Gestore ha, quindi, accolto la possibilità di rilassare le prestazioni del sistema di abbattimento secondario della centrale a ciclo combinato da 580 MWe ed ha promosso l'istanza di modifica di VIA (competente in materia).

In ragione di quanto sopra esposto il quadro emissivo di riferimento del sito e delle singole attività presenti si modifica come sotto riportato:

	ATTUALE LIMITI AIA				LIMITI EMISSIVI A VALLE INSERIMENTO 580MW.			
	SOx	NOx	PTS	CO	SOx	NOx	PTS	CO
<b>EMISSIONI TOTALI DI SITO (*)</b>	<b>1400</b>	<b>975</b>	<b>70</b>	<b>400</b>	<b>1.100</b>	<b>930</b>	<b>80</b>	<b>160</b>
EMISSIONI SOLA RAFFINERIA (**)	1100	325	40	75	772	291	25	27
EMISSIONI SOLA IGCC (**)	300	650	30	325	300	462	30	50
EMISSIONI SOLA 580MW (***)	0	0	0	0	28	177	25	83

<sup>10</sup> Engelhardt Reference List, Febbraio 2009



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

(\*) Limiti di emissione validi fintanto che il Gestore del complesso Raffineria “api raffineria di Ancona S.p.A.”, del complesso “IGCC api Energia S.p.A.” e del nuovo ciclo combinato è rappresentato dal medesimo soggetto giuridico e l’esercizio annuale di ciascun impianto è superiore al 50% della massima capacità produttiva di ciascun impianto.

(\*\*) Limiti di emissioni validi per la sola raffineria nel caso in cui i restanti impianti abbiano un esercizio inferiore al 50% della rispettiva massima capacità produttiva.

(\*\*\*) Limiti di emissioni validi per la sola IGCC nel caso in cui i restanti impianti abbiano un esercizio inferiore al 50% della rispettiva massima capacità produttiva.

(\*\*\*\*) Limiti di emissioni validi per la sola 580MW nel caso in cui i restanti impianti abbiano un esercizio inferiore al 50% della rispettiva massima capacità produttiva.

Per differenti assetti operativi, non sopra elencati, il quadro emissivo di riferimento sarà dato dalla somma dei quadri dei singoli impianti in esercizio

## 6.9 Emissioni non convogliate in aria

Le fonti di emissione di tipo non convogliato in aria alla capacità produttiva della centrale termoelettrica di API Falconara sono indicate dal Gestore nella Tabella seguente:

### B.8.2 Fonti di emissioni in atmosfera di tipo non convogliato (alla capacità produttiva)

Fase	Emissioni fuggitive o diffuse	Descrizione	Inquinanti presenti	
			Tipologia	Quantità <sup>13</sup>
Impianti Ausiliari	<input type="checkbox"/> DIF <input checked="" type="checkbox"/> FUG	Possibili emissioni fuggitive di CH <sub>4</sub> nelle unità di laminazione e compressione del gas naturale PP1500 e PP2500	CH <sub>4</sub>	
Impianti Ausiliari	<input type="checkbox"/> DIF <input checked="" type="checkbox"/> FUG	Possibili emissioni fuggitive di NH <sub>3</sub> nelle unità PP1700 e PP2700	NH <sub>3</sub>	
Impianti Ausiliari	<input type="checkbox"/> DIF <input checked="" type="checkbox"/> FUG	Possibili emissioni fuggitive di Gas di raffineria nelle unità PP2500 e PP2900	COV	
Impianti Ausiliari	<input type="checkbox"/> DIF <input checked="" type="checkbox"/> FUG	Possibili emissioni fuggitive di idrogeno dal locale bombole di idrogeno	H <sub>2</sub>	

Note



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

<sup>10</sup> In considerazione del grado di dettaglio dell'ingegneria a disposizione, il quantitativo delle emissioni fuggitive attese è difficilmente stimabile

Per gli eventuali rilasci di NH<sub>3</sub> in atmosfera il Gestore non segnala rischi in grado di produrre nubi irritanti o corrosive significative, con effetti trascurabili sulle strutture e sulle persone perché presente in stoccata in soluzione acquosa in 2 serbatoi.

### **6.10 Rifiuti**

I rifiuti prodotti nella Centrale saranno:

- rifiuti derivanti da operazioni di manutenzione e pulizia,
- rifiuti assimilabili agli urbani: carta, imballaggi,
- rifiuti speciali pericolosi: oli esausti e catalizzatori esausti.

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 denominato TAF) 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 non intende avvalersi delle disposizioni normative relative al deposito temporaneo sono da intendersi per mezzo delle attività della società terza.

Nella successiva tabella relativa al deposito preliminare questa situazione viene ulteriormente confermata:



Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di  
"api Raffineria di Ancona S.p.A."  
Sita in Falconara Marittima (An)

B.11.2 Produzione di rifiuti (alla capacità produttiva)

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta <sup>30</sup>	Fase di provenienza	Stoccaggio		Destinazione
					N° area	Modalità <sup>31</sup>	
160803 <sup>32</sup>	Altri catalizzatori esausti	Solido	-	Impianti Ausiliari	D	-	-
130205*	Scarti di olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificazione, non clorurati	Solido	-	Impianti Ausiliari	D	-	Recupero, R13
130308*	Oli sintetici isolanti e termoisolanti	Solido	-	Impianti Ausiliari	D	-	Recupero, R13
130111*	Oli sintetici per circuiti idraulici	Solido	-	Impianti Ausiliari	D	-	Recupero, R13
150101	Carta cartone	Solido	-	Impianti Ausiliari	D	-	Recupero, R13
150102	Contenitori imballaggi in plastica	Solido	-	Impianti Ausiliari	D	-	Smaltimento, D15
150103	Imballaggi in Legno	Solido	-	Impianti Ausiliari	D	-	Recupero, R13
150106	Imballaggi in più materiali	Solido	-	Impianti Ausiliari	D	-	Recupero, R13
150202*	Stracci/filtri/assorbenti sporchi di olio	Solido	-	Impianti Ausiliari	D	-	Smaltimento, D15
150203	Filtri ana turbogas	Solido	-	Impianti Ausiliari	D	-	Smaltimento, D15
170405	Rottami ferrosi	Solido	-	Impianti Ausiliari	-	-	Recupero, R13
170604	Materiali isolanti coibentazioni - refrattari	Solido	-	Impianti Ausiliari	D	-	Smaltimento, D15
200121*	Tubi fluorescenti	Solido	-	Impianti Ausiliari	D	-	Smaltimento, D15

<sup>30</sup> Dato difficilmente stimabile dato che l'impianto non è in esercizio

<sup>31</sup> Si utilizzeranno le aree già attualmente in uso, che sono pavimentate e perimetrate con un cordolo di contenimento. I rifiuti che potrebbero produrre percolati verranno stoccati in appositi cassoni stagni, già in uso in Raffineria.

<sup>32</sup> I catalizzatori esausti provenienti CO-oxidiser e DeNox saranno presumibilmente smaltiti in accordo a questo codice. L'univoca identificazione del codice sarà possibile solo a valle dell'identificazione dei modelli commerciali dei catalizzatori da utilizzare.

<sup>33</sup> I rottami ferrosi sono direttamente avviati a recupero in strutture esterne alla Raffineria, senza essere preventivamente raccolti nel deposito preliminare

Le aree di stoccaggio dei rifiuti indicate dal Gestore sono riportate nella tabella seguente:



Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio Nuovo Cielo Combinato di  
"api Raffineria di Ancona S.p.A."  
Sita in Falconara Marittima (An)

**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

Indicare la capacità di stoccaggio complessiva (m<sup>3</sup>):

- 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

\_\_\_\_\_ 20  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

N° area	Identificazione e area	Capacità di stoccaggio	Superficie	Caratteristiche	Tipologia rifiuti stoccati
1bis	Area D	Per l'attività R13 1.000 ton/anno (max) Per l'attività D15 500 ton/anno (max)	600	Deposito preliminare - messa in riserva Le aree sono pavimentate e perimetrate da cordolo. I rifiuti che possano produrre potenzialmente percolati vengono stoccati in cassoni stagni	Rifiuti speciali non pericolosi Rifiuti Speciali Pericolosi
2 bis	Area C		400	Deposito preliminare - messa in riserva Le aree sono pavimentate e perimetrate da cordolo. I rifiuti che possano produrre potenzialmente percolati vengono stoccati in cassoni stagni	Rifiuti speciali pericolosi

Il Gestore indica che lo stoccaggio complessivo delle quantità autorizzate sarà ripartito secondo le esigenze di raffineria.

Le aree di stoccaggio preliminare dei rifiuti sono due:

- Area D, superficie 600 (il Gestore non specifica l'unità di misura m<sup>2</sup>), in grado di ospitare al massimo 1000 ton/anno di rifiuti provenienti dall'attività R13 e 500 ton/anno di rifiuti provenienti dall'attività D15, area destinata ad ospitare rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi.

- Area C, superficie 400 (il Gestore non specifica l'unità di misura m<sup>2</sup>), di cui non viene specificata la capacità di stoccaggio, destinata ad ospitare soltanto rifiuti speciali pericolosi.

Per entrambi il Gestore specifica che le aree sono pavimentate e perimetrate da cordolo, che i rifiuti che possono potenzialmente produrre percolati vengono stoccati in cassoni stagni e che in questa fase della progettazione non è possibile conoscere con precisione la quantità di rifiuti prodotti.

In accordo alle vigenti disposizioni legislative, i rifiuti prodotti saranno raccolti e destinati, al recupero e allo smaltimento esterno, privilegiando comunque, ove possibile, il recupero. Inoltre annualmente i rifiuti, prima di essere smaltiti, saranno caratterizzati.





**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

### **6.11 Gestione ambientale e piano di monitoraggio**

Il Gestore dichiara che la Centrale a Ciclo Combinato è attualmente in progetto e non può essere accreditata da nessun sistema di gestione ambientale. L'impianto verrà gestito secondo le attuali logiche adottate nella Raffineria API di Falconara Marittima che attualmente è in possesso di sistema di gestione ambientale a norma UNI EN ISO 14001 rilasciato il 19/09/02, il sistema di gestione per la qualità di laboratorio secondo ISO 9001 rilasciato il 4/11/03, il sistema di Gestione della Salute e Sicurezza sul Lavoro OHSAS 18001 rilasciato in data 26/05/05.

### **6.12 Rumore**

La classificazione dell'area API individuata dal Piano di Classificazione Acustica comunale del 2005 distingue la zona che si estende tra il mare e la ferrovia Adriatica (classe VI), destinata ad attività di tipo produttivo, da quella che dalla ferrovia si estende verso la SS 16 (classe V), destinata al deposito dei prodotti petroliferi, al parcheggio dei mezzi, all'impianto di carico. Tale distinzione fa in modo che l'area in classe V funga da fascia di transizione in prossimità dei quartieri residenziali, ovvero da area di decadimento dei livelli sonori per i corpi recettori esterni alla Raffineria API.

Le interferenze rilevate per la già citata presenza delle diverse infrastrutture di trasporto sono:

- traffico ferroviario;
- traffico aeroportuale;
- traffico viario (SS16).

Nonostante il traffico veicolare risulti essere una delle fonti prevalenti di inquinamento acustico, si rileva che in particolari regimi di utilizzazione dell'impianto API le emissioni provenienti dallo stabilimento industriale possono risultare prevalenti rispetto alle altre sorgenti.

Località	Livello equivalente medio dB(A)	
	Giorno	Notte
API-lato mare	67.6	68.3
API-lato parcheggio	70.0	64.7
Viadotto SS16	69.7	66.7
Ferrovia-Rocca lato mare	67.3	68.5
Quartiere Fiumesino	68.9	65.7

#### **Rilevazioni acustiche in prossimità dell'impianto<sup>11</sup>**

Per quanto concerne l'impatto acustico dell'opera, il Gestore fornisce il rapporto “Valutazione previsionale di impatto acustico”, redatto da ENGINSOFT (all'allegato 7 dello Studio di Impatto Ambientale).

Le condizioni di funzionamento previste per le nuove unità:

- Sezione da 520 MWe
- Sezione da 60 MWe
- Utilities, comuni e non, tra cui: Presa acqua mare, Unità di Teleriscaldamento (se realizzata) e Unità di Vaporizzazione gas di raffineria.

Tale studio evidenzia che:

<sup>11</sup> da Piano di Risanamento dell'Area di Ancona, Falconara e Bassa Valle dell'Esino



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

- In tutte le postazioni i valori risultano inferiori ai valori Le (Max)NI che consentono il rispetto dei limiti proposti da api raffineria S.p.A. in base all'attuale Classificazione Acustica del territorio comunale;
- I risultati delle simulazioni numeriche, unitamente ai livelli di emissione della raffineria previsti dopo l'attuazione del PRAV Rev.1, hanno consentito la verifica dei limiti emissivi e dei limiti assoluti e differenziali di immissione presso i recettori esterni, in accordo alle seguenti indicazioni:
  - La scelta e la valutazione delle apparecchiature della Centrale sarà fatta in concerto con i potenziali fornitori, e in accordo ai vincoli progettuali di riferimento di cui all'Allegato sopra citato;
  - La definizione progettuale dei fabbricati che contengono le turbine, sarà fatta in accordo con quanto emerso dall'analisi del campo sonoro all'interno degli stessi.

### ***6.13 Suolo, sottosuolo, acque superficiali e sotterranee***

Per quanto riguarda il suolo, il sottosuolo e le acque sotterranee il Gestore non dichiara alcun tipo di impatto generato dall'esercizio impiantistico previsto per la costruenda Centrale e descritto nelle pagine precedenti.

### ***6.14 Odori***

Il progetto della nuova Centrale non prevede la presenza di sorgenti odorogene.

Per quanto concerne la Raffineria di Ancona di proprietà di API S.p.a., si rimanda all'Autorizzazione Integrata Ambientale.

### ***6.15 Altre forme di inquinamento***

Il Gestore fornisce uno studio sull'inquinamento elettromagnetico dovuto alla nuova Centrale.

Si riportano di seguito i passaggi più significativi riguardanti l'impatto elettromagnetico della Centrale da 580 MWe.

Le potenziali sorgenti d'impatto elettromagnetico per lo stabilimento in cui l'iniziativa s'inserisce sono:

1. La Stazione Alta Tensione, a servizio della Sezione da 520 MWe: stazione blindata isolata in SF6 (GIS) in cui è installato il trasformatore EHV1;
2. La Stazione Alta Tensione, a servizio della Sezione da 60 MWe, stazione blindata isolata in SF6 (GIS) in cui è installato il trasformatore HVS-1;
3. I condotti sbarre dei Generatori;
4. I cavidotti per la connessione elettrica alla Rete di Trasmissione Nazionale. Le due sezioni della nuova Centrale a Ciclo Combinato da 580 MWe saranno connesse alla RTN a due diversi livelli di tensione:
  - la Sezione da 520 MWe, destinata alla cessione di tutta la potenza RTN, sarà connessa alla dorsale adriatica a 380 kV;
  - la Sezione da 60 MWe, destinata unicamente alla copertura dei consumi elettrici e termici interni dello stabilimento e dell'impianto IGCC, sarà connessa alla rete AT di raffineria, a sua volta connessa alla RTN a 120 kV.



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

Dalle analisi effettuate il campo elettrico prodotto dalla stazioni HVS-1 ed EHV1 e dai condotti sbarre dei generatori è completamente confinato tra il conduttore e l'involucro esterno connesso a terra, mentre i campi magnetici prodotti dalle correnti che circolano nelle sbarre delle due stazioni HVS-1 ed EHV1 sono caratterizzati da valori di induzione, valutati ad 1 m dal suolo, sempre inferiori a 2  $\mu\text{T}$  già all'esterno degli edifici che ospitano le due stazioni all'interno degli edifici di stazione.

I valori di induzione non sono superiori a 3  $\mu\text{T}$  già ad 1 m dalle apparecchiature di potenza.

Le due stazioni non sono presidiate (pertanto le aree occupate non sono adibite a permanenze continuative) quindi il Gestore ritiene che i valori del campo magnetico su-indicati siano confrontabili col limite di 100  $\mu\text{T}$  stabilito dal DPCM dell'8 luglio 2003 come limite di esposizione per la popolazione.

I valori di campo magnetico prodotti dai condotti sbarre che collegano i generatori ai rispettivi trasformatori elevatori non superano i 6  $\mu\text{T}$  in corrispondenza dell'asse del condotto stesso, valori di gran lunga inferiori al limite di esposizione di 100  $\mu\text{T}$ .

#### Cavidotti da 380 kV

Secondo il rapporto presentato dal gestore il campo elettrico è confinato tra conduttore e guaina, per cui all'esterno del cavo il campo elettrico è rigorosamente nullo.

I valori massimi attesi in aree destinate ad una presenza continuativa di persone risultano accettabili ai sensi della normativa di riferimento.

Il valore massimo del campo magnetico indotto dall'esercizio dell'elettrodotto 380 kV – tratto interrato, calcolato un metro sopra il terreno e nelle condizioni di posa in trincea previste dal Progetto Preliminare, è definito nella seguente tabella:

Parametro	Elettrodotto 380 kV tratto interrato in raffineria
Massimo campo magnetico B	5,8 $\mu\text{T}$
Distanza di rispetto per il campo magnetico (3 $\mu\text{T}$ )	2,3 metri

#### Cavidotto da 120 kV

Il valore massimo del campo magnetico calcolato 1 m sopra il terreno nelle condizioni di posa prevista ed in corrispondenza delle sezioni considerate nello studio è riassunto nella seguente tabella da cui si evince che il campo magnetico è inferiore al limite di 3  $\mu\text{T}$ .

#### **Valori massimi del campo magnetico calcolato 1 m sopra il terreno**

Sezione considerata	Massimo campo magnetico B [ $\mu\text{T}$ ]
Cavidotto 1: Sezione A-A	2,15
Cavidotto 1: Sezione D-D	1,35
Cavidotto 2: Sezione C-C	1,65
Cavidotto 3: Sezione E-E	1,2



## 7. ANALISI DELL'IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA AIA E VERIFICA CONFORMITÀ CRITERI IPPC

### 7.1 Introduzione

I moduli cogenerativi delle 2 Sezioni da 520 MWe e da 60 MWe della Centrale Termoelettrica di Falconara sono entrambi a ciclo combinato gas-vapore basato su un turbogas alimentato a gas naturale e gas di raffineria.

La verifica di conformità dell'impianto per l'applicazione delle migliori tecniche disponibili è effettuata attraverso il confronto con quanto riportato in riferimento nei Bref comunitari per le componenti acqua, suolo, rifiuti ed aria relativamente ad impianti di combustione alimentati a gas naturale, con particolare riferimento alla Linee Guida settoriali applicabili 'Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants' (BREF 05.05 - Luglio 2006) e al D.M. del 01.10.2008 'Emanazione di linee guida per l'individuazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005 n. 5', oltre che a quanto riportato nella Linea Guida Nazionale pubblicata su GU S.O. n° 29 del 03 marzo 2009. Per le Linee Guida orizzontali applicabili si è fatto riferimento a 'Economic and cross media issues under IPPC' (BREF 05.05), 'Cooling systems' (BREF 12.01) ed 'IPPC, Documento di riferimento sui principi generali del monitoraggio' (BREF italiana, 08.03).

Si evidenzia che, sulla base dei dati forniti dal Gestore, le prestazioni emissive in aria dell'impianto sono in linea con quelle previste dal Bref LCP relativamente agli inquinanti CO, NOx, PTS e NH3. Peraltro tali prestazioni ambientali sono dovute in relazione alla criticità del sito.

Nel seguito sono analizzati gli aspetti specifici inerenti l'esercizio dell'impianto.

Nella tabella qui di seguito viene effettuato il confronto con le MTD sul Sistema di Gestione Ambientale:

<b>Sistemi di gestione ambientale</b>
<i>MTD: Implementare ed aderire ad un sistema di gestione ambientale</i>
<i>Stato: Applicata</i>
E' previsto di adottare un Sistema di Gestione Ambientale (ISO14000 ed EMAS) per la Centrale Termoelettrica API di Falconara.

### 7.2 Uso efficiente dell'energia

La Centrale API di Falconara è progettata per ottenere il miglior rendimento energetico possibile. Lo sfruttamento del calore contenuto sia nei fumi della combustione che nel vapore generato è massimo ed il rendimento elettrico ottenuto è elevato (pari a 59,1% per la Sezione da 520 MWe e 43,9% per la Sezione da 60 MWe) e ricade all'interno dei limiti indicati nel BREF di settore.

Nella seguente tabella si riporta il confronto con le MTD sull'efficienza energetica, tratte dal D.M. del 01.10.2008 *Emanazione di linee guida per l'individuazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59.*



Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di  
"api Raffineria di Ancona S.p.A."  
Sita in Falconara Marittima (An)

**Efficienza termica – Combustibili gassosi**

**MTD:** l'applicazione di una turbina a gas a ciclo combinato è considerata tecnicamente il più efficiente sistema di produzione di energia elettrica

**Prestazioni previste dal D.M. 01.10.2008** Emanazione di linee guida per l'individuazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del Decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59:

Tipologia di impianto	Taglia massima d'impianto o sezione (MW elettrici)	Efficienza elettrica in pura condensazione (%) (*)		Efficienza termica in cogenerazione (%) (**)	
		Nuovo	Esistente	Nuovo	Esistente
Centrali elettriche con caldaie tradizionali		40+42	38+40		
Turbine a gas ciclo semplice		38+42	32+35		
Cicli combinati con turbine a gas		54+58	50+54	75+85	75+85

**Tabella 16**

(\*) il range di rendimento dipende molto dalla sorgente fredda di raffreddamento del condensatore (condensatori once trough; circuiti di raffreddamento a torre evaporativa; condensatore ad aria)  
(\*\*) valore indicativo; dipende dal livello di potenza termica fornita.

(Tabella tratta dal paragrafo 4.2.4 dell'Allegato al D.M. del 01.10.2008)

**Stato: Applicata**

L'impianto è conforme alle BAT. L'efficienza elettrica della sezione da 520MW è del 59,1, superiore al range MTD 54-58, mentre la seziona da 60MW, il cui riferimento progettuale è con il teleriscaldamento, ha una efficienza termica in cogenerazione pari a 81.6 compreso nel range MTD 75-85%.

**Produzione di Energia Elettrica – Rendimenti**

**MTD:** Rendimenti nel range della Tabella 16 precedente (54-58% e 38-42%) - Linee Guida per l'Individuazione e l'Utilizzazione delle Migliori Tecniche Disponibili in Materia di Grandi Impianti di Combustione, per le Attività elencate nell'Allegato I del Decreto Legislativo 18 Febbraio 2005, n. 59" - Paragrafo 4.2.4.

**Stato: Applicata**

Impianto in assetto a ciclo combinato (rendimento elettrico lordo pari a circa 59,1% e 43,9%).  
Bruciatori dotati di sistemi computerizzati di controllo per l'ottimizzazione della combustione equipaggiata con combustori "Dry Low NOx", con compressore della Sezione da 520MWe con pale statoriche ad incidenza variabile (IGV), per il controllo della portata di aria in ingresso a carico parziale e delle caratteristiche dei fumi allo scarico, in modo da massimizzare l'efficienza del ciclo combinato.

**Produzione di Energia Elettrica – Livelli di emissione di NOx e CO.**

**MTD:** Combustione con emissioni nel range di NOx (20-50) e di CO (5-100) in 'puro recupero' e nel range di NOx (20-50) e di CO (30-100) in Post Combustione - Linee Guida per l'Individuazione e l'Utilizzazione delle Migliori Tecniche Disponibili in Materia di Grandi Impianti di Combustione, per le Attività elencate nell'Allegato I del Decreto Legislativo 18 Febbraio 2005, n. 59" - Paragrafo 4.2.6.

**Stato: Applicata**

Bruciatori Dry Low NOx e sistema di monitoraggio in continuo (SME) delle concentrazioni di CO (<1 mg/Nm3 per entrambe le Sezioni) e NOx (<7,5 mg/Nm3 per la Sezione da 520MWe e <15,45 mg/Nm3 per la Sezione da 60 MWe).

**Produzione di Energia Elettrica – Efficienza energetica**

**MTD:** Incremento dell'efficienza energetica totale per ottenere rendimenti maggiori e riduzione delle



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

*emissioni di NOx e CO- Reference Document on the application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems, Dicembre 2001 – Paragrafo 4.3.2.*

**Stato: Applicata**

Impianto a ciclo combinato di ultima generazione con efficienza energetica elevata, caldaia a recupero di calore di tipo orizzontale ed a circolazione naturale con generazione di vapore a tre livelli di pressione e con risurriscaldamento, adozione di sistemi secondari di abbattimento degli inquinanti CO-Oxidizers ed SCR.

**Efficienza termica – Sistemi di raffreddamento – Turbine a vapore – Fase 3: PP2300 e Fase 6: PP1300**

*MTD: l'adozione di soluzioni di sistemi di raffreddamento è considerata BAT dal BREF “Large Combustion Plants” al punto 2.6, con condensatori a fasci tubieri raffreddati con acqua di mare.*

**Stato: Applicata**

La Centrale Termoelettrica di Falconara prevede un sistema di raffreddamento con condensatori a fasci tubieri raffreddati con acqua di mare.

**Efficienza termica – Sistemi di raffreddamento – Sistema acqua mare (Fase 7: PP3000)**

*MTD: l'adozione di soluzioni di sistemi di raffreddamento a circuito aperto (once through) è considerata BAT dal BREF “Cooling System” al punto 2.3 e XI.3.4.4 (concentrazioni 0.05 – 0.25 mg/l).*

**Stato: Applicata**

La Centrale Termoelettrica di Falconara prevede un sistema di raffreddamento a circuito aperto con l'impiego di biocida biossido di cloro come agente anti-fouling, al posto dell'ipoclorito.

**Gestione dell'Efficienza Energetica**

*MTD: Si considera BAT secondo il Reference document on BAT in Energy Efficiency Techniques” l'implementazione di un Sistema di Gestione per l'Energia costituito da tutti gli elementi tipici di un sistema di gestione - con coinvolgimento della direzione, politica di efficienza energetica, obiettivi e risultati, procedure adeguate, indici di riferimento (benchmarking), controllo delle prestazioni (monitoraggi e definizione di indicatori), revisione dei risultati dei monitoraggi ed eventuali misure correttive - integrato nel Sistema di Gestione Ambientale.*

**Stato: Parzialmente applicata**

Nell'ambito del Sistema di Gestione Ambientale, il Gestore potrà implementare procedure di gestione e controllo dei principali indici energetici dell'impianto (dati di consumo, produzione energetica, indici di efficienza).

**Pianificazione e Definizione degli Obiettivi – Miglioramento Continuo**

*MTD: Per tutte le installazioni, è BAT secondo il Reference document on BAT in Energy Efficiency Techniques” minimizzare l'impatto ambientale di una installazione pianificando azioni e investimenti, su corto, medio e lungo termine, considerando il rapporto costi/benefici e gli effetti cross-media*

**Stato: Parzialmente applicata**

Nell'ambito del Sistema di Gestione Ambientale, il Gestore potrà implementare procedure di gestione e controllo dei principali indici energetici dell'impianto (cfr. punto precedente).

**Pianificazione e Definizione degli Obiettivi – Identificazione degli Aspetti di Efficienza Energetica e Opportunità di Risparmio Energetico**

*MTD: Per tutte le installazioni è BAT secondo il Reference document on BAT in Energy Efficiency Techniques” identificare gli aspetti che influenzano l'efficienza energetica tramite l'applicazione ed il mantenimento di strumenti, modelli e auditing per individuare e quantificare gli aspetti energetici, con scelta dipendente dal tipo e dalle condizioni del sito ed identificare, con riferimento alle reali possibilità*



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

*dell'impianto, tutte le opportunità di recupero energetico tra i diversi sottosistemi della produzione,, dei servizi e con terze parti (uso e tipo di energia e tipologia di processi e sistemi, consumi energetici per tipologia di apparecchiatura, minimizzazione dell'energia utilizzata, utilizzo di fonti di energia alternativa, surplus energetici per altri processi, qualità del calore).*

**Stato: Parzialmente applicata**

Nell'ambito del Sistema di gestione Ambientale, il Gestore potrà effettuare audit procedurali volti alla determinazione degli ambiti energetici più significativi e indicazione dei possibili interventi (analisi di fatture elettrica e combustibili, utilizzi dell'energia, recuperi termici, illuminazione degli ambienti, con quantificazione del possibile risparmio energetico ed economico, l'individuazione di soluzioni tecniche possibili e stima massima dell'investimento) (cfr. punto precedente).

**Pianificazione e Definizione degli Obiettivi – Sistemi di Approccio alla Gestione dell'Energia**

**MTD:** *E' BAT secondo il “Reference document on BAT in Energy Efficiency Techniques” ottimizzare l'efficienza energetica del sistema adottando un approccio verticale alla gestione energetica di stabilimento. I sistemi da considerare per l'ottimizzazione possono includere unità di processo, sistemi di riscaldamento (vapore e acqua calda), raffreddamento, sistemi a motore, illuminazione.*

**Stato: Applicata**

Le prestazioni complessive della Centrale nelle due Sezioni indicano efficienze elettriche nel range previsto dalle Linee Guida Nazionali sui Grandi Impianti di Combustione pari al 54-58% per i nuovi Cicli combinati con turbine a gas in assetto puro recupero e 38-42 % (non è presente un intervallo BAT da confrontare con le prestazioni di efficienza elettrica nell'assetto con post-combustione).

La Centrale sarà dotata di sistemi computerizzati di controllo per il raggiungimento di alte efficienze di combustione all'interno dei bruciatori.

**Mantenimento delle Competenze**

**MTD:** *L'applicazione efficace di ogni misura volta all'uso efficiente dell'energia richiede risorse non solo economiche e tecniche, ma anche umane, secondo il “Reference document on BAT in Energy Efficiency Techniques”.*

*Per questo motivo è considerato BAT utilizzare al meglio il proprio personale, formandolo e motivandolo sul tema dell'uso efficiente dell'energia e mettendogli a disposizione ogni mezzo per implementare le misure già citate. In alternativa anche la richiesta di risorse esterne al proprio personale può essere utilizzata.*

**Stato: Applicata**

Nell'ambito dell'implementazione del Sistema di Gestione Ambientale saranno previste attività di formazione rivolte al personale d'impianto coinvolto nel processo.

**Efficace Controllo di Processo**

**MTD:** *Si considera BAT secondo il “Reference document on BAT in Energy Efficiency Techniques” utilizzare sistemi di controllo dei principali parametri di processo, da poter correlare ai parametri energetici.*

**Stato: Applicata**

Il controllo delle componenti di impianto sarà effettuato per il controllo delle condizioni di sicurezza del rispetto delle emissioni inquinanti, dell'incolumità del personale e della massima producibilità di energia elettrica, con azioni sulle parti direttamente controllate secondo le opportune configurazioni di funzionamento ed i settaggi di velocità e potenza.

**Manutenzione**

**MTD:** *L'efficacia delle operazioni di manutenzione è ritenuta essenziale secondo il “Reference document on BAT in Energy Efficiency Techniques” per raggiungere e mantenere l'efficienza energetica, con:*

- chiara suddivisione delle responsabilità per la pianificazione e l'esecuzione della manutenzione;
- un programma strutturato di manutenzione basato sulle caratteristiche tecniche delle apparecchiature;
- un sistema di registrazione degli interventi e di testing delle apparecchiature;



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Cielo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

- un sistema di identificazione dei punti critici dei processi, cui sono associate le maggiori perdite o inefficienze energetiche;
- un sistema di individuazione pronto ed efficace delle perdite, delle rotture e di ogni evento che può influenzare il corretto uso dell'energia.

**Stato: Parzialmente applicata**

Il piano di manutenzione potrà prevedere le misure previste dal BREF, nel Sistema di Gestione Ambientale.

**Monitoraggio e Misurazione:**

**MTD:** Secondo il “*Reference document on BAT in Energy Efficiency Techniques*” all'interno del già citato Sistema di Gestione dell'Energia un sistema di controllo e monitoraggio sono parte essenziale. E' quindi di base assicurare la definizione di procedure di controllo che verifichino in modo regolare le caratteristiche chiave, dal punto di vista energetico, dei processi e delle attività.

**Stato: Parzialmente applicata**

Il Sistema di Gestione Ambientale del Gestore potrà contenere procedure specifiche.

### 7.3 Utilizzo di materie prime

Nella seguente tabella si riporta il confronto con le MDT sull'utilizzo delle materie prime; in particolare tale confronto è stato effettuato sulla base del documento *Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants* (Luglio 2006), dal momento che il D.M. del 01.10.2008 *Emanazione di linee guida per l'individuazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59* non fornisce indicazioni in merito.

<b>Fornitura e movimentazione di combustibili gassosi e additivi</b>
Materiale: gas naturale e gas di raffineria.
<b>MTD</b> (rif. Table 7.34 e §7.5.1 del BREF on large Combustion Plants): Utilizzo efficiente della risorsa: a) usare sistemi di leak detection e sistemi di allarme per le perdite di gas, b) usare un sistema di espansione (turbina) per il recupero del contenuto di energia del gas pressurizzato trasportato nel gasdotto, c) preriscaldamento del gas attraverso il calore residuo della turbina o della caldaia
<b>Stato: Applicata</b> L'impianto è conforme alla BAT perchè le Sezioni con gruppo turbogas della Centrale dovranno essere dotate di sistemi di rilevazione di perdite e incendi e di alimentazione del gas naturale e di raffineria con filtrazione del gas per evitare problemi di corrosione e di accumulo materiali sulle parti interne delle turbine a gas.

### 7.4 Aria

La turbina a gas della Centrale API di Falconara è alimentata esclusivamente a gas naturale e gas di raffineria (GPL) e dotata di combustori a secco a bassa produzione di NO<sub>x</sub> (DLN) che garantiscono un'emissione di effluenti gassosi con una concentrazione media oraria di NO<sub>x</sub> 20-50 mg/Nm<sup>3</sup> nel quadro delle emissioni in atmosfera riportato nella tabella seguente.





Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di  
"api Raffineria di Ancona S.p.A."  
Sita in Falconara Marittima (An)

	Sezione da 520MWe	Sezione da 60 MWe
NOx	6.0 mg/Nm <sup>3</sup>	10.3 mg/Nm <sup>3</sup>
SOx	1 mg/Nm <sup>3</sup>	1 mg/Nm <sup>3</sup>
CO	(*)3.0 mg/Nm <sup>3</sup>	2.5 mg/Nm <sup>3</sup>
PTS	1 mg/Nm <sup>3</sup>	0.39 mg/Nm <sup>3</sup>
NH <sub>3</sub>	1 mg/Nm <sup>3</sup>	1 mg/Nm <sup>3</sup>

(\*) Attualmente approvato in VIA 0.8 mg/Nm<sup>3</sup>

Nella tabella qui di seguito viene effettuato il confronto con le MTD sulle emissioni in aria:

<b>Emissioni di NO<sub>x</sub> da combustione gas naturale a ciclo combinato</b>
<i>MTD: Bruciatori a bassa produzione di NO<sub>x</sub>, senza iniezione di acqua o vapore (cfr. Paragrafo 7.1.7 del BREF on Large Combustion Plants e 5.2.5 - 7.2 - 8.5 delle Linee Guida per le Migliori Tecniche Disponibili).</i>
<i>Il BREF on Large Combustion Plants (Cfr. Paragrafo 7.5.4 e Valori Numerici Tabella 7.37) indica, per impianti esistenti, per turbine a gas in ciclo combinato valori di emissione oscillanti tra 20 e 90 mg/Nm<sup>3</sup> (su base giornaliera) per gli NO<sub>x</sub> (espressi come NO<sub>2</sub>) ad una concentrazione di ossigeno del 15% e valori di emissione di NO<sub>x</sub> per turbine a gas nuove, con o senza post combustione in ciclo combinato oscillanti tra 20 e 50 mg/Nm<sup>3</sup>.</i>
<i>Prestazioni: Livelli di emissione per nuovi impianti di NO<sub>x</sub>: 20 – 50 mg/Nm<sup>3</sup> (O<sub>2</sub> =15%)</i>
<b>Stato: Applicata.</b>
I combustori della Centrale di Falconara sono di tipo Dry Low NO <sub>x</sub> , considerati BAT dal BREF on Large Combustion Plants al paragrafo 7.1.7 e 7.5.4 e tecnica standard per le nuove turbine a gas. L'applicazione di sistemi addizionali è necessaria per le aree urbane densamente popolate dove gli SQA richiedono ulteriori riduzioni di emissioni di NO <sub>x</sub> rispetto ai livelli della tabella 7.37. Le Linee Guida per le Migliori Tecniche Disponibili indicano, al Paragrafo 5.2.6, valori di emissione per turbine a gas nuove, con o senza post combustione, in ciclo combinato o meno, oscillanti tra 20 e 50 mg/Nm <sup>3</sup> senza periodo di riferimento. I valori di 7,5 mg/Nm <sup>3</sup> e di 15,45 mg/Nm <sup>3</sup> sono nel limite medio orario per la Centrale di Falconara inferiore ai valori limiti del BREF applicabili alle nuove CCGT in conformità con le BAT.
<b>Emissioni di CO da combustione gas naturale</b>
<i>MTD: Completa combustione, unitamente alla corretta progettazione della camera di combustione, utilizzo di sistemi di monitoraggio in continuo e tecniche di controllo di processo ad alte prestazioni ed infine un'attenta manutenzione del sistema di combustione. Il BREF on Large Combustion Plants indica che, oltre alle condizioni di combustione, un corretto sistema DLN può contenere le emissioni di CO.</i>
<i>Prestazioni: livelli di emissione di CO con DLN per nuovi impianti sono di 5 - 100 mg/Nm<sup>3</sup> (O<sub>2</sub> 15%)</i>
<b>Stato: Applicata.</b>
La Centrale è prevista essere dotata di sistemi computerizzati di controllo per il raggiungimento di alte efficienze di combustione all'interno dei bruciatori, che garantiscono una concentrazione di CO nei fumi (< 1,0 mg/Nm <sup>3</sup> ) che rientra nel range previsto dal BREF (30 mg/Nm <sup>3</sup> ).
<b>Monitoraggio delle emissioni in aria</b>
<i>MTD: Monitoraggio in continuo delle emissioni in aria e monitoraggio a campione di ulteriori parametri delle emissioni in aria. (cfr. BREF on Monitoring, Documento di Riferimento sui Principi Generali del Monitoraggio e Linee Guida per le Migliori Tecniche Disponibili).</i>
<i>Prestazioni: Monitoraggio delle emissioni in aria</i>
<b>Stato: Applicata</b>
La Centrale si prevede essere dotata di monitoraggio in continuo (SME) delle emissioni in aria, e monitoraggio a campione di ulteriori parametri delle emissioni in aria.



Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di  
"api Raffineria di Ancona S.p.A."  
Sita in Falconara Marittima (An)

## 7.5 Acqua

Per quanto riguarda il problema dell'inquinamento delle acque, il Gestore fornisce brevi considerazioni, relative essenzialmente alla valutazione della tossicità acquatica derivante dall'impiego di Biossido di Cloro per il controllo del fouling ed al problema dell'eutrofizzazione.

Per quanto riguarda la tossicità, il Gestore non fornisce alcuna stima in questa fase progettuale e si limita ad affermare che l'impiego del Biossido di Cloro è una alternativa preferibile sia all'impiego di torri di raffreddamento ad aria (che riducendo il rendimento della centrale provocherebbero un incremento delle emissioni in aria) che dell'Ipoclorito di Sodio, e che la scelta progettuale è in linea con le BAT di settore.

Per quanto riguarda il processo di eutrofizzazione, di nuovo il Gestore dichiara che in fase progettuale non è possibile effettuare previsioni sulle sostanze inquinanti che saranno scaricate dalla centrale nei corpi idrici superficiali, anche in considerazione del fatto che tali acque verranno prima inviate all'impianto trattamento acque della raffineria. Pertanto non fornisce valutazioni al riguardo, ad eccezione della considerazione che lo scarico relativo alle acque di raffreddamento non contenendo inquinanti non possono essere causa del fenomeno.

Nella tabella qui di seguito viene effettuato il confronto con le MTD sulle emissioni in acqua.

### Acque reflue industriali

**MTD:** Non sono riportate MTD specifiche per i trattamenti di reflui acquosi nel BREF di riferimento "Integrated Pollution Prevention and Control Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants July 2006".

Le MTD applicabili sono riportate nel BREF "Waste water and gas treatment" per il settore chimico che prevedono di poter adottare differenti strategie di gestione dei reflui acquosi prodotti nell'impianto con possibilità di invio dei reflui prodotti verso impianti di trattamento centralizzati esterni all'impianto, se dotati di trattamenti specifici ed efficaci per la riduzione degli inquinanti presenti nel refluo.

**Stato:**

L'impianto utilizza il sistema di trattamento acque della Raffineria API.

### Trattamento acque di prima pioggia (BREF Large Combustion Plants - 2006; pagg.473 e 393)

**MTD:** Per le acque di dilavamento delle superfici è considerata BAT:

- la sedimentazione, il trattamento chimico ed il riutilizzo interno
- l'uso di sistemi di separazione dell'olio (oil trap)

**Stato: Parzialmente applicata**

Le acque di prima pioggia vengono inviate a impianto trattamento acque.

Il Gestore non fornisce ulteriori dettagli sulle acque raccolte dalle aree impermeabilizzate.

### Sistema trattamento acque

**MTD:** Dotazione di sistemi separati di drenaggio delle acque, a seconda del carico di inquinante, provvisti di un sistema di collettamento delle acque meteoriche.

**Stato: Parzialmente applicata**

Il collettamento delle acque raccolte dalle aree impermeabilizzate della CTE avviene tramite la rete fognaria dello stabilimento con invio all'Impianto Trattamento Acque di Raffineria, con conseguente incremento dello scarico SF1 (Mare Adriatico).

### Monitoraggio delle emissioni in acqua

**MTD:** Monitoraggio in continuo dei rilasci nelle acque e monitoraggio a campione di ulteriori parametri dei rilasci nelle acque.



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

*(Cfr. BREF on Monitoring, Documento di Riferimento sui Principi Generali del Monitoraggio e le Linee Guida per le Migliori Tecnologie Disponibili).*

**Stato: Parzialmente applicato**

Il Gestore afferma che il sistema prevede monitoraggio in continuo della temperatura dell'acqua. Per quanto riguarda la contaminazione chimica, il Gestore fornisce risultati di simulazioni relativamente al solo biossido di cloro.

Infine, il Gestore fornisce le seguenti indicazioni sul monitoraggio:

- Punto di scarico SF1: sono forniti i parametri monitorati tramite misuratori automatici con metodi di monitoraggio discontinuo delle acque, in conformità con quanto riportato dalle Linee Guida per l'identificazione delle Migliori Tecnologie Disponibili del 08/06/2004, elaborate dal GTR “sistemi di monitoraggio;
- Punto di scarico SF2: i parametri scelti sono monitorati, in conformità con quanto riportato dalle Linee Guida per l'identificazione delle Migliori Tecnologie Disponibili dello 08/06/2004, sezione F. In particolare le determinazioni analitiche verranno svolte su un campione medio prelevato nell'arco delle 3 ore.
- Punto di scarico SF4: è il nuovo punto di scarico (acque di raffreddamento) che immette le acque di raffreddamento della Centrale in mare, ubicato a circa 400 m dalla costa e ad una profondità di circa 5-6 m. Il Gestore prevede di monitorare Temperatura (monitoraggio continuo), Biossido di Cloro (2 volte al giorno) e Idrocarburi totali (settimanale), in base alle indicazioni fornite dalle Linee Guida per l'identificazione delle Migliori Tecnologie Disponibili del 08/06/2004.

## 7.6 Rifiuti

Nella tabella qui di seguito viene effettuato il confronto con le MTD sui rifiuti:

<b>Corretta gestione dei rifiuti</b>
<p><b>MTD:</b> <i>Presenza di un Sistema di Gestione Ambientale che preveda la quantificazione annua dei rifiuti prodotti, un piano di riduzione dei rifiuti e/o recupero degli stessi.</i> <i>Presenza di buone procedure operative e di manutenzione dell'impianto.</i></p>
<p><b>Stato: Applicata</b> Il Gestore afferma la nuova CTE sarà realizzata nell'ambito dei sistemi e strumenti gestionali già in atto presso la Raffineria API in possesso di Sistema di Gestione Ambientale a norma UNI EN ISO 14001 rilasciato il 19/09/02, di Sistema di Gestione per la Qualità di Laboratorio secondo ISO 9001 rilasciato il 4/11/03, Sistema di Gestione della Salute e Sicurezza sul Lavoro OHSAS 18001 rilasciato in data 26/05/05 e la Convalida della Dichiarazione Ambientale è stata rilasciata in data 18/06/03. Il Gestore afferma, inoltre, che i rifiuti prodotti saranno raccolti e destinati al recupero e allo smaltimento esterno privilegiando comunque, ove possibile, il recupero. Infine, i rifiuti sono caratterizzati ad ogni singolo conferimento.</p>
<p><b>MTD:</b> <i>Caratterizzazione dei rifiuti attraverso analisi chimiche, separazione dei rifiuti in base alla loro tipologia, sistema interno di rintracciabilità di rifiuti.</i></p>
<p><b>Stato: Applicata</b> Il Gestore afferma che, con cadenza almeno annuale, i rifiuti saranno campionati e le analisi saranno effettuate in accordo alla normativa vigente e quanto esposto dalle Linee Guida per l'individuazione delle Migliori Tecnologie Disponibili dello 08/06/2004, sezione F. I quantitativi di rifiuti smaltiti vengono registrati sul registro carico/scarico ogni volta che sono</p>



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

inviati a smaltimento/recupero ed ogni anno viene compilato il Rapporto Finale Annuale (MUD) da inviare all'Autorità Competente.

**MTD:**

*Riduzione produzione, recupero o eliminazione ad impatto ridotto dei rifiuti*

**Stato: applicabile**

Il Gestore afferma che nella gestione dei rifiuti verrà data priorità al recupero dei rifiuti.

**MTD:**

*Controllo delle quantità di rifiuti.*

**Stato: Applicata.**

I quantitativi di rifiuti smaltiti vengono registrati sul registro carico/scarico ogni volta che sono inviati a smaltimento/recupero. Inoltre, ogni anno viene compilato il Rapporto Finale Annuale (MUD) da inviare all'autorità competente

## 7.7 Rumore

Nella tabella qui di seguito viene effettuato il confronto con le MTD sul rumore:

### **Sistema di raffreddamento e condensazione ad aria.**

**MTD:**

Il sistema di raffreddamento ad aria permette di ridurre tutti gli impatti – incluso il rumore - eccetto l'efficienza energetica, che può risultare inferiore a quella ottenibile con un sistema di raffreddamento ad acqua. In caso di siti con scarsità di acqua, la scelta è sostanzialmente obbligata e la corretta localizzazione dell'impianto viene valutata in sede di Valutazione di Impatto Ambientale.  
(cfr. Paragrafo 2.5.1.3 del BREF on Cooling Systems, Capitolo 4 del BREF on Cooling Systems (scelta del sistema di raffreddamento, Paragrafo 3.6 del BREF on Cooling Systems sul rumore).

*Prestazioni: In fase di esercizio devono essere adottate le tecniche atte a massimizzare con il sistema dato l'efficienza energetica senza aumentare gli altri impatti, come il rumore.*

**Stato: Applicata**

Il Gestore ha scelto un sistema di raffreddamento ad acqua, tramite impiego a ciclo aperto di acqua di mare.

### **Monitoraggio del rumore**

**MTD:**

Monitoraggio del rumore ambientale del rumore;  
(Cfr. BREF on Monitoring, Documento di Riferimento sui Principi Generali del Monitoraggio e le Linee Guida per le Migliori Tecniche Disponibili).

*Prestazioni: Monitoraggio delle emissioni del rumore*

**Stato: Applicata**

Il Gestore afferma che le misurazioni del rumore saranno effettuate 2 volte l'anno, in condizioni rispettivamente di impianto in marcia e di impianto fermo.

## 7.8 Suolo, sottosuolo ed acque sotterranee

Nella tabella qui di seguito viene effettuato il confronto con le MTD sulla riduzione dei rischi da contaminazione del suolo, sottosuolo e acque sotterranee:



Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di  
"api Raffineria di Ancona S.p.A."  
Sita in Falconara Marittima (An)

**Riduzione contaminazione del suolo, sottosuolo e acque sotterranee**

**MTD:**

*Non vi sono sistemi specifici di MTD riferite agli impianti di combustione ma lo stoccaggio di combustibile liquido e dei prodotti chimici utilizzati per il condizionamento e trattamento delle acque e degli eventuali rifiuti nei depositi temporanei potrebbe causare un inquinamento del suolo e sottosuolo.*

**Stato: Parzialmente Applicata**

Dalla documentazione risulta che i rifiuti speciali, pericolosi e non pericolosi, verranno ospitati in due aree considerate dal Gestore depositi preliminari. Queste aree sono pavimentate e perimetrate da cordolo, ed i rifiuti che possono produrre percolati verranno stoccati in cassoni stagni.

Il rispetto delle BAT prevede una impermeabilizzazione e/o copertura delle suddette aree.

In relazione allo stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi il Gestore non specifica nel dettaglio le caratteristiche costruttive per gli edifici dei 30 serbatoi e 5 pacchi da 19 bombole indicati.

La nuova CTE si avvarrà di utilities della Raffineria API per il sistema acqua demineralizzata DW, il sistema acqua servizi, il sistema collettori vapore di avviamento, il sistema trattamento acque WWT, il sistema antincendio, già soggetti a Sistema di Gestione Ambientale.

## **7.9 Traffico**

Il Gestore dichiara che per le attività di Centrale non è generato un significativo traffico stradale.

## **7.10 Prevenzione degli incidenti**

La Centrale termoelettrica API di Falconara non rientra tra le attività a rischio di incidente rilevante ma sottoposta a questa procedura in quanto inserita in un sito a rischio di incidente rilevante e quindi non è soggetta alle prescrizioni previste dal D.Lgs. 334/1999 e smi.

A tal fine la proponente ricorda che ha presentato e concluso nel novembre 2008 con esito positivo con il rilascio del N.O.F. l'analisi di rischio del nuovo impianto all'interno del sito di raffineria con l'autorità competente (CTR Marche).

## **7.11 Ripristino del sito alla cessazione dell'attività**

Il Gestore non fornisce indicazioni in merito né se ha predisposto un Piano di Dismissione della centrale in cui vengono descritte sinteticamente le attività da svolgere per la futura demolizione della Centrale, la sequenza dei lavori, le possibili destinazioni dei materiali e dei rifiuti derivanti dall'attività, nonché le attività necessarie a ripristinare il sito dal punto di vista territoriale e ambientale.



Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di  
“api Raffineria di Ancona S.p.A.”  
Sita in Falconara Marittima (An)

## 8. CONSIDERAZIONI FINALI

Il Gruppo Istruttore della Commissione IPPC, nella sua composizione descritta in premessa, sulla base:

- a) delle **dichiarazioni fatte del Gestore con la compilazione e la sottoscrizione della domanda** della modulistica e relativi allegati;
  - b) delle ulteriori informazioni ricevute dal Gestore per mezzo della domanda, della modulistica e degli allegati;
  - c) dei risultati emersi nella fase istruttoria del procedimento, come descritta in premessa;
- motiva le proprie scelte prescrittive considerando che:
- è stato rilasciato Parere di compatibilità ambientale di cui decreto DSA-DEC-2009-0001346 del 14.10.2009 con relative prescrizioni e limiti;
  - il progetto è stato sviluppato in linea con le migliori tecniche disponibili;
  - il Gestore intende adottare un sistema di Gestione Ambientale certificato UNI EN ISO 14001.

Pertanto il **GI della commissione IPPC propone all’Autorità Competente** di procedere al rilascio dell’Autorizzazione Integrata Ambientale richiesta prescrivendo al Gestore che l’impianto sia esercito nel rispetto dei valori limite di emissione, delle disposizioni e delle prescrizioni, delle indicazioni del piano di monitoraggio e controllo, come di seguito riportato.



**Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di  
"api Raffineria di Ancona S.p.A."  
Sita in Falconara Marittima (An)**

## **9. PRESCRIZIONI**

Si precisa che i VLE e le prescrizioni proposti in questo parere istruttorio sono stati formulati con riferimento ai criteri del D. Lgs 59/05.

Restano valide le norme settoriali pertinenti, tra le quali quelle del D.Lgs 152/06, come pure tutte le prescrizioni derivanti dal decreto di compatibilità ambientale DSA-DEC-2009-0001346 del 14.10.2009.

**Tutte le prescrizioni a seguito riportate entreranno in vigore al momento dell'entrata in esercizio della nuova CTE.**

### ***9.1 Capacità produttiva***

Il Gestore dovrà attenersi alla capacità produttiva dichiarata in sede di domanda di AIA con potenza termica del Gruppo da 560 MWe pari a 893,48 MWt e potenza termica del Gruppo da 60 MWe pari a 155,73 MWt.

Tutti gli impegni assunti dal Gestore nella redazione della domanda sono vincolati ai sensi di quest'autorizzazione e tutte le procedure proposte in domanda di AIA si intendono qui esplicitamente prescritte al Gestore che è tenuto a metterle in pratica.

Ad ogni modifica del ciclo produttivo dovrà preventivamente comunicare all'Autorità competente e di controllo, fatto salvo le eventuali ulteriori procedure previste dalla normativa.

### ***9.2 Approvvigionamento e gestione dei combustibili e di altre materie prime***

In merito all'approvvigionamento di materie prime ed ausiliarie, sostanze e combustibili è necessario che vengano rispettati i seguenti sistemi e misure per evitare eventuali sversamenti:

- precauzione affinché le materie prime possano essere trascinati al di fuori dell'area di contenimento provocando sversamenti accidentali e conseguenti contaminazioni del suolo e di acque superficiali; a tal fine le aree interessate dalle operazioni di carico/scarico e/o di manutenzione devono essere opportunamente segregate per assicurare il contenimento di eventuali perdite di prodotto;
- i bacini di contenimento dei serbatoi devono avere una capacità pari almeno alla capacità autorizzata dei serbatoi che vi insistono e devono essere costruiti e mantenuti nel pieno rispetto della normativa vigente a riguardo.

Tutte le forniture che raggiungono la centrale devono essere opportunamente caratterizzate e quantificate, archiviando le relative bolle di accompagnamento e i documenti di sicurezza, compilando inoltre i registri con i materiali in ingresso, che consentono la tracciabilità dei volumi totali di materiale usato.

#### **Prescrizioni inerenti i combustibili utilizzati.**

Oltre alle sopraindicate prescrizioni il GI fa propria la seguente prescrizione derivanti dal decreto di compatibilità ambientale DSA-DEC-2009-0001346 del 14.10.2009:



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**"api Raffineria di Ancona S.p.A."**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

A.1 Le due sezioni da 520 MWe e 60 MWe dovranno essere esercite nelle condizioni di riferimento indicate nel presente decreto; in particolare, potranno essere utilizzati, come combustibili, esclusivamente gas naturale e gas di raffineria, quest'ultimo in misura tale da non eccedere i limiti di seguito indicati:

- per la sezione da 520 MWe: 15% del totale in peso di combustibile in ingresso (riferito ai consumi su base giornaliera);
- per la sezione da 60 MWe: 4.000 ore/anno (anche in regime di alimentazione esclusiva a gas di raffineria), e comunque un numero di ore annue non superiore al 50% del totale delle ore di funzionamento.

### 9.3 Emissioni convogliate in atmosfera

I valori limite di emissioni in atmosfera prescritti sono quelli a seguito riportati, espressi come limiti di concentrazione media giornaliera al camino:

Camini	Inquinante	Limite decreto VIA mg/Nm <sup>3</sup>	Prestazione Bref LCP mg/Nm <sup>3</sup>	Limite AIA prescritto (*) mg/Nm <sup>3</sup>	% O <sub>2</sub>
Sezione da 520 MWe	NO <sub>x</sub>	6.0	20-50	6.0	15
	CO	0.8	5-100	0.8	15
	SO <sub>2</sub>	1.0		1.0	15
	Polveri (PM10)	1.0	<5	1.0	15
	NH <sub>3</sub>	1.0	<5	1.0	15
Sezione da 60 MWe	NO <sub>x</sub>	10.3	20-50	10.3	15
	CO	2.5	30-100	2.5	15
	SO <sub>2</sub>	1.0		1.0	15
	Polveri (PM10)	0.5	<5	0.5	15
	NH <sub>3</sub>	1.0	<5	1.0	15

(\*) in linea con il decreto di compatibilità ambientale DSA-DEC-2009-0001346 del 14.10.2009.

I valori limite prescritti si intendono rispettati se nessuna delle medie di 24 ore supera i valori limite di emissione e se nessuna delle medie orarie supera i valori limite di emissione di un fattore superiore a 1.25.

I limiti imposti dovranno essere rispettati durante le ore di normale funzionamento (regime di funzionamento al di sopra del minimo tecnico), considerando escluse le ore di funzionamento relative alle fasi di avvio/arresto e dei periodi di guasto.

Durante i primi 24 mesi di esercizio della Centrale, il Gestore dovrà sviluppare uno studio che permetta di valutare l'impatto emissivo dei momenti transitori per raggiungere il minimo tecnico, le fasi di avvio/arresto ed i periodi di guasto.





**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**"api Raffineria di Ancona S.p.A."**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

Si prescrive che il Sistema di Monitoraggio in continuo delle Emissioni (SME) sia conforme alla Norma UNI EN 14181:2005 (Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici) come specificato nel Piano di Monitoraggio e di Controllo al quale si rimanda. I dati rilevati dovranno essere elaborati, registrati, archiviati e resi disponibili anche alle Autorità di Controllo in formato elettronico secondo quanto previsto nel Piano di Monitoraggio e controllo.

In aggiunta alle prescrizioni relative alle emissioni convogliate, espresse come limiti in concentrazione di cui sopra, api raffineria di Ancona S.p.A. dovrà attenersi al rispetto dei limiti dei flussi massici così come di seguito indicato.

I limiti imposti dovranno essere rispettati sommando le emissioni dell'impianto durante le ore di normale funzionamento (regime di funzionamento al di sopra del minimo tecnico), le fasi di transitorio per il raggiungimento del minimo tecnico, le ore di funzionamento relative alle fasi di avvio/arresto e dei periodi di guasto.

Fintanto che il Gestore del complesso Raffineria e CTE "api raffineria di ancona S.p.A." e 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 Api raffineria deve rispettare i seguenti limiti massici, espressi come sommatoria dei valori massici dei tre complessi produttivi.

Parametro	Limite prescritto (t/anno)
SO <sub>2</sub>	1100
NO <sub>x</sub>	930
Polveri	56
CO	160

Nel momento in cui il Gestore nel complesso Raffineria e CTE "api raffineria di ancona S.p.A." e del complesso "IGCC Api Energia S.p.A." non sarà più rappresentato dal medesimo soggetto giuridico e/o l'esercizio annuale di ciascun impianto non sia superiore al 50% della massima capacità produttiva annuale dichiarata, l'AIA dovrà essere soggetta a riesame.

Oltre alle sopraindicate prescrizioni il GI fa propria la prescrizione derivanti dal decreto di compatibilità ambientale DSA-DEC-2009-0001346 del 14.10.2009 ove più restrittiva rispetto a quanto espressamente prescritto nel presente parere istruttorio, ed in particolare:

*A.2. Successivamente all'entrata in esercizio dei nuovi impianti i limiti emissivi massimi da rispettare per l'intero complesso industriale API – ferme restando le competenze della procedura AIA in materia – saranno, relativamente ai flussi di massa dei principali macroinquinanti, i seguenti:*

- Monossido di carbonio: 160 t/a
- Ossidi di azoto: 930 t/a
- Ossidi di zolfo: 1.100 t/a
- Polveri (PM10): 80 t/a



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

*Prima dell'entrata in funzione delle due sezioni della nuova CTE dovrà essere definito un protocollo con ARPAM dove siano definite le procedure con le quali, al verificarsi del superamento della soglia di allarme della media oraria dei livelli di ozono misurati da almeno una centralina della rete ARPAM afferente alla zona di influenza della stabilimento, ARPAM comunica al proponente il primo superamento della soglia di allarme ed il proponente si impegna a limitare le emissioni degli ossidi di azoto dell'intero stabilimento, diminuendo gli assetti produttivi in maniera tale da ridurre la produzione di NOx a 2T/giorno in caso di superamento della soglia di allarme così come definite dal D.Lgs. 21/05/04 n. 183.*

*A.4. Tutti i dati emissivi misurati in fase di esercizio all'interno dello stabilimento API, con inclusione di quelli relativi alla nuova CTE e a tutti gli impianti oggetto degli interventi compensativi, dovranno, in attuazione del piano di monitoraggio e controllo di cui sopra, essere resi disponibili per l'ARPAM, allo scopo di consentire la verifica del rispetto dei limiti emissivi puntuali e globali, così come sopra indicati;*

C. Prescrizioni della Regione Marche

*Per quanto non in contrasto e con quanto già indicato nel presente decreto, dovranno essere ottemperate le prescrizioni, da recepire nelle successive fasi di autorizzazione, di cui al parere espresso dalla Regione Marche con decreto del Dirigente della posizione di funzione valutazioni ed autorizzazioni ambientali n. 129/VAA-08 del 03.12.2008 integralmente riportate:*

- dovranno essere progettati, autorizzati, attuati e collaudati tutti gli interventi necessari alla deperimetrazione o al declassamento dell'area a rischio esondazione R4 del Piano per l'Assetto Idrogeologico (PAI);
- dovrà essere avviata la realizzazione della barriera fisica quale misura di sicurezza di emergenza nei confronti della diffusione della contaminazione verso i bersagli esterni così come stabilito nel corso della CdS del MATTM del 11/01/2005 e del 14/03/2006 e riportato nel Decreto Generale della DG MATTM n. 3704 del 14/06/2007;
- le fasi operative per la realizzazione dell'intervento dovranno essere compatibili con tutte le operazioni di caratterizzazione, messa in sicurezza e bonifica di cui alla parte quarta del D.lgs n. 152/2006 da realizzare all'interno del Sito inquinato nazionale;
- il progetto dovrà essere integrato con tutte le informazioni necessarie per la corretta gestione delle terre e rocce di scavo così come previsto dall'articolo 186 del D.lgs n. 152/2006.

*Si ritiene che gli interventi di miglioramento proposti nel presente procedimento sugli impianti esistenti quali misure compensative e di seguito sinteticamente elencati:*

*Raffineria:*

- eliminazione olio combustibile quale combustibile per alcune caldaie;
- lavaggio tail gas (Vacuum 1 e 3);
- sostituzione dei bruciatori installati nei forni delle unità Vacuum 1, Visbreaking e Unifing con bruciatori Low NOx
- interventi sul post combustore di raffineria.

*IGCC:*

- nuovo sistema post Firing;
- SCR HRG 50% (miglioramento del sistema DeNOx della caldaia);
- Sostituzione bruciatori a gas della caldaia ausiliaria dell'IGCC;
- nuovo assetto vapore IGCC/580 MWe;

*debbano essere comunque pianificati e poi avviati a realizzazione affinché contribuiscano a raggiungere gli obiettivi desumibili dal Piano della Qualità dell'Aria (DACR n. 36/2001), gli*



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

*obiettivi del Piano di Risanamento dell'Area di Elevato Rischio di Crisi Ambientale (DACR n. 172/2005) e del Protocollo d'intesa datata 30/06/2003.*

**Si ricorda inoltre, il rispetto di quanto riportato al D.Lgs. n. 59/2005, art.7. Condizioni dell'autorizzazione integrata ambientale.**

1. omiss L'autorizzazione integrata ambientale di attività regolamentate dalle norme di attuazione della direttiva 2003/87/CE contiene valori limite per le emissioni dirette di gas serra, di cui all'allegato I della direttiva 2003/87/CE, solo quando ciò risulti indispensabile per evitare un rilevante inquinamento locale.

Altre prescrizioni:

- entro 6 mesi dal collaudo dell'impianto, il Gestore dovrà comunicare all'AC il valore del minimo tecnico e la durata dei periodi transitori;  
- il Gestore dovrà comunicare per i periodi transitori le quantità di inquinanti emessi come previsto dal D.Lgs. n. 59/2005 art.7, comma 7 e descritto nel PMC;  
- in linea con quanto indicato in fase di Valutazione di impatto ambientale (Decreto n. 129/VAA08 del 03/12/2008 della Regione Marche Pag. 22) si prescrive il rispetto dei seguenti limiti relativi alla temperatura massima dei fumi:

- temperatura massima dei fumi per la sezione da 520 MWe 67 °C ;
- temperatura massima dei fumi per la sezione da 60 MWe 105 °C ;”.

In caso di attivazione di nuove attività, e/o nuovi punti di emissione relativi a impianti di cui all'art. 269, comma 14 del d.lgs 152/06, il Gestore dovrà inoltrare una comunicazione all'Autorità competente ai sensi dell'art.269, comma 15 dello stesso.

Per quanto non espressamente indicato nelle prescrizioni sopra riportate in merito alle frequenze e alle metodiche di campionamento e controllo delle emissioni, si rimanda al Piano di Monitoraggio e Controllo.

Entro 12 mesi dall'entrata in esercizio dei nuovi impianti da 520 MWe e da 60 MWe, il Gestore dovrà presentare all'Autorità Competente uno studio di fattibilità tecnica-economica volto alla diminuzione del carico emissivo in atmosfera, con particolare riguardo agli NOx ed in linea con il Piano di Risanamento e Mantenimento della Qualità dell'Aria Ambiente (PRMQAA) approvato con Delibera Amministrativa del Consiglio Regionale n. 143 del 12/01/2010.

Entro 12 mesi dall'entrata in esercizio dei nuovi impianti da 520 MWe e da 60 MWe, il Gestore dovrà fornire una stima/valutazione sulle emissioni di polveri con particolare riferimento alle frazioni di PM 10 e PM 2.5.

#### **9.4 Emissioni diffuse**

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

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



### **9.5 Manutenzione, malfunzionamenti ed eventi incidentali**

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.

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.

### **9.6 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 D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. sia per le acque di scarico dell'impianto denominato TAS sia dell'impianto denominato "Demi".
- 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.



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

- c. Il Gestore deve mantenere presso gli impianti denomina TAS e “Demi” registri informatizzati per la registrazione 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 fiscali prima che i reflui confluiscono agli scarichi denominati SF-Raff1 e SF-Raff2. I pozzetti devono essere ad una quota e ad una posizione che garantiscano il prelievo di campioni rappresentativi del refluo in arrivo.
- e. Il Gestore deve effettuare le analisi con periodicità giornaliere e/o settimanali sullo scarico “DEMI” e sullo scarico TAS, sulla base delle autorizzazioni e sulla base di quanto concordato con ARPAM (prot. 1592/08 del 11.09.2008) e come dettagliatamente riportato nel PMC :

Punto di monitoraggio	Riferimento normativo	parametri	frequenza
scarico DEMI, scarico IGCC	Decreto del Direttore del Dipartimento Territorio e Ambiente n. 18/03 del 30/06/2003	conducibilità elettrica, COD, NH4, NO3, HC, MTBE, ETBE	giornaliera
scarico DEMI	Monitoraggio mensile D.Lgs 152/06 e compilazione registro E-PRTR	Arsenico, Azoto ammoniacale, Azoto nitrico, Azoto nitroso, Azoto totale come N, Benzene, BOD5 BTEX, COD, Etilbenzene, Cianuri, TOC, Cloruri, Fenoli, Ferro, Fosforo totale, Idrocarburi totali, Manganese, Nichel, pH, Piombo, Rame, Toluene, Vanadio, Xileni, Zinco	mensile

NOTA: “scarico IGCC” è da leggersi come “TAS”

- f. Gli impianti denominati TAS e “Demi” che producono scarichi idrici debbono essere eserciti 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..
- g. Il Gestore deve garantire l'aggiornamento professionale costante del personale addetto alle operazioni di trattamento dei reflui.
- h. Il Gestore deve provvedere oltre che al monitoraggio giornaliero degli scarichi in acque superficiali, anche a quello mensile dei 4 fossi che attraversano la raffineria, sia a monte che a valle della stessa, comprendendo tra i parametri da ricercare, oltre a COD, idrocarburi totali, conducibilità, ammoniacale, nitrati, anche il MTBE e l'ETBE, ciò al fine di acquisire dati sull'effettiva quantità di questi composti di sintesi che arrivano alle acque, e di riscontrare in tempo reale l'effetto di cambiamenti nell'utilizzo di materie prime nei cicli di lavorazione. La periodicità di tale monitoraggio potrà essere ricalibrata nel corso degli anni in funzione dell'andamento dei risultati ottenuti e dell'entrata a regime del nuovo sistema di raccolta e collettamento delle acque di prima pioggia.
- i. Negli impianti di trattamento acque reflue della raffineria Api è vietato accettare acque reflue provenienti dalle navi cisterna (acque di zavorra e reflui contaminati da idrocarburi).
- j. I serbatoi contenenti prodotti petroliferi devono essere sottoposti a verifica dello stato di tenuta dei fondi tramite analisi acustica. Qualora si riscontrasse una condizione dei fondi non conforme, cioè l'analisi acustica dia come risultato stati classificabili: D o F e/o 4 o 5 il Gestore deve sostituire il fondo con un doppio fondo nel caso che voglia, in futuro, riutilizzare il



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

- serbatoio. Qualora si riscontrino le condizioni su menzionate il Gestore deve, altresì, mettere in atto, nel più breve tempo tecnicamente possibile, le procedure di svuotamento del serbatoio e la verifica dello stato del suolo e dalla falda sottostante il serbatoio stesso. Il personale deve annotare sul registro delle manutenzioni, l'evento, il tempo di intervento, la riparazione e/o le manovre di contenimento eseguite e l'esito finale.
- k. Il Gestore deve ispezionare mensilmente i bacini di contenimento sottostanti i serbatoi. Nel caso si riscontri la perdita di tenuta della pavimentazione e/o della cordolatura il Gestore deve riparare, entro il mese successivo, qualunque difetto riscontrato. Il personale deve annotare sul registro delle manutenzioni, l'evento, il tempo di intervento, la riparazione e/o le manovre di contenimento eseguite e l'esito finale.
- l. Per limitare le possibili contaminazioni dell'acqua di raffreddamento da idrocarburi, il Gestore deve assicurarsi che il controllo operativo venga effettuato da personale specializzato secondo una procedura accordata con l'AC. Qualora dalle analisi si individui una perdita di idrocarburi nel circuito dell'acqua di raffreddamento il Gestore deve attuare immediatamente la ricerca della possibile fonte del rilascio. Individuata la sorgente il personale deve mettere in atto immediate procedure di contenimento della perdita e avviare la riparazione. Il personale deve annotare sul registro delle manutenzioni, l'evento, il tempo di intervento, la riparazione e/o le manovre di contenimento eseguite e l'esito finale.
- m. Il Gestore deve sottoporre a costante ispezione il sistema fognario di collettamento acque idrocarburiche. In caso di malfunzionamenti il personale deve iniziare la riparazione entro le successive ventiquattro ore. Il personale deve annotare sul registro delle manutenzioni, l'evento, il tempo di intervento, la riparazione e/o le manovre di contenimento eseguite e l'esito finale.
- n. Nel caso di eventi eccezionali con spargimento di sostanze oleose e/o tossiche per l'ambiente acquatico, il Gestore deve assicurare l'immediata attivazione delle procedure implementate secondo la normativa vigente (D.Lgs.152/06) ed attualmente operanti, 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. 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.
- o. Il Gestore è autorizzato allo scarico in un nuovo punto di scarico denominato SF-Raff4 che sarà ubicato presso la foce del Fiume Esino, in cui dovranno essere convogliate unicamente le acque di sovrapproduzione, non stoccabili, dell'impianto "TAF", in caso di fermata dell'impianto IGCC. La presente prescrizione è efficace dal momento in cui il Gestore presenta formale comunicazione di fine dei lavori di realizzazione dello scarico e dopo sopralluogo per la verifica di idoneità dello stesso.
- p. Il Gestore deve garantire la possibilità di effettuare un campionamento sul pozzetto fiscale dello scarico denominato SF-Raff4. Il pozzetto deve essere realizzato in posizione facilmente accessibile, deve essere sempre visibile e riconoscibile e mantenuto in buone condizioni di funzionalità e pulizia. Il pozzetto deve essere ad una quota e ad una posizione che garantisca il prelievo di campioni rappresentativi.
- q. Il Gestore dovrà dare comunicazione preventiva all'Ente di controllo delle date in cui intende effettuare lo scarico di acqua dall'impianto denominato "TAF", nella condizione di contemporanea fermata dell'impianto IGCC.
- r. Il Gestore dell'impianto è tenuto ad effettuare relativamente agli scarichi idrici quanto previsto nel Piano di monitoraggio e controllo.
- s. Il Gestore è autorizzato allo scarico in un nuovo punto di scarico denominato SF5 attualmente non esistente che sarà costruito con la realizzazione dell'impianto per recapitare nel mare



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

- Adriatico le acque di raffreddamento di entrambe le sezioni del nuovo ciclo combinato con una portata media annua di circa 517 milioni m<sup>3</sup>/anno.
- t. Lo scarico denominato SF5 dovrà rispettare i limiti di cui all'Allegato V della parte III tabella 3 del D.Lgs. 152/06.
  - u. Allo scarico denominato SF5 dovrà essere rispettata una differenza, tra la temperatura dello scarico e la temperatura dell'acqua di mare, non superiore a 6°C, in linea con quanto emerso in fase di Valutazione di impatto ambientale (Decreto n. 129/VAA08 del 03/12/2008 della Regione Marche Pag. 47).
  - v. Per lo scarico denominato SF5 è prescritto il monitoraggio di portata, temperatura, delta T oltre 1000m dallo scarico, ClO<sub>2</sub>, eventuali sottoprodotti di clorazione dell'acqua di mare ed il carico termico su corpo idrico ricevente espresso in Mjoule.
  - w. Il Gestore è tenuto a predisporre una specifica procedura per la preparazione, la manipolazione e lo stoccaggio delle sostanze utilizzate per la formazione del biossido di cloro. Detta procedura dovrà essere parte integrante del Sistema di Gestione Ambientale.
  - x. Il Gestore dovrà installare un rilevatore di biossido di cloro nei locali di preparazione e stoccaggio con appositi sistemi di contromisura per evitare accumuli dello stesso.

### ***9.7 Emissioni sonore e vibrazioni***

Dovranno essere adottati gli accorgimenti tecnici necessari a garantire il rispetto dei limiti previsti dal DPCM 14/11/97, nonché dei limiti differenziali limitatamente ai nuovi impianti ai sensi della Circolare Ministro dell'Ambiente 06/09/04.

- 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 Api raffineria in parte 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 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 diurni e 3 dB notturni.
- b. Al fine di monitorare nel tempo la situazione di rumorosità di tipo continuo prodotta dai vari impianti, API Raffineria 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 dagli impianti della raffineria API, tali monitoraggi dovranno essere effettuati sia con gli impianti (compreso il nuovo ciclo combinato) 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 del nuovo ciclo combinato ed impianti di raffineria e di centrale IGCC funzionanti a regime.



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

API Raffineria dovrà presentare, con periodicità annuale, agli Enti di controllo una relazione tecnica contenente i risultati di tali monitoraggi.

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

Per le frequenze e le metodiche di controllo si veda il Piano di Monitoraggio e Controllo.

### **9.8 Suolo e sottosuolo**

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.

Il Gestore deve adottare i seguenti principali accorgimenti per contenere potenziali fenomeni di contaminazione delle acque da spillamenti oleosi o sversamenti di materie prime:

- le aree attorno al serbatoio del generatore diesel, delle pompe antincendio, che comprendono anche pompe, filtri, giunzioni flangiate e tubazioni dovranno essere ciascuna dotate di pozzetto di raccolta con sistema di pompaggio per l'invio delle acque oleose o degli spillamenti di olio all'impianto di trattamento;
- tutte le attrezzature con sistemi di lubrificazione ad olio, anche se localizzati in aree chiuse e protette dalla pioggia, devono essere dotati di bacini di contenimento dimensionati opportunamente in funzione dei potenziali sversamenti;
- per tutti gli altri componenti (che contengono olio lubrificante e che sono esposti alla pioggia, devono essere previste aree di collettamento che drenino verso l'impianto di trattamento per gravità o mediante sistemi di pompaggio/trasferimento;
- tutti gli stoccaggi di materie prime devono essere dotati di bacini di contenimento opportunamente dimensionati per la raccolta di eventuali sversamenti.

La movimentazione e lo stoccaggio dei rifiuti deve avvenire in modo da evitare ogni contaminazione dei corpi idrici recettori, nonché la formazione di polveri nell'ambiente circostante. Presso l'impianto deve essere tenuto apposito quaderno di manutenzione sul quale devono essere annotati gli interventi di manutenzione ordinaria, straordinaria e programmata.

### **9.9 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





**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

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. 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;
  - 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;



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

- 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.
- d. 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.
- e. Il Gestore deve effettuare, entro e non oltre 24 mesi dal rilascio della presente autorizzazione, un audit finalizzato alla minimizzazione della produzione di rifiuti. Il Gestore fornirà all'Ente di controllo due mesi dopo la conclusione dell'audit la metodologia di analisi impiegata ed il risultante piano di azione per la riduzione e/o razionalizzazione dell'uso delle materie prime ed ausiliarie individuate come maggiori fonti di rifiuti. L'audit deve approfondire, ma non essere limitato a, le seguenti fasi:
- Mappatura dei processi
  - Bilanci di materia
  - Sviluppo di un piano d'azione.
- Il Gestore concorderà con l'Ente di controllo la tempistica di attuazione del piano di azione approvato. Il Gestore ripeterà l'audit prima della richiesta di rinnovo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale.
- f. Il Gestore dell'impianto è tenuto ad effettuare relativamente ai rifiuti quanto previsto nel Piano di monitoraggio e controllo.

Considerando che la gestione dei rifiuti nel sito Api sono effettuate da una Società terza, in accordo ad un contratto di Global Service tra la Società terza e Api raffineria, il Gestore, qualora l'oggetto della prescrizioni sui rifiuti rientrino nel sopra menzionato contratto, è tenuto a far rispettare, dette prescrizioni, attraverso la società terza.

### ***9.10 Prescrizioni tecniche e gestionali***

Il Gestore deve dotarsi di un sistema di gestione ambientale SGA conforme alla norma UNI EN ISO 14001 o la registrazione secondo il regolamento EMAS, con procedure e modalità operative per la prevenzione degli incidenti, emissioni e sversamenti incidentali verso l'ambiente di prodotti inquinanti, entro e non oltre due anni dall'avvio dell'attività.

Il Gestore dovrà avviare la procedura per la certificazione di cui sopra entro un anno dall'entrata in esercizio della centrale.

Ové queste certificazioni/registrazioni dovessero decadere, il Gestore deve darne immediata comunicazione all'Autorità Competente.

Qualora le suddette decadano passati cinque anni dalla presente autorizzazione, il Gestore informa immediatamente l'AC e provvede a presentare domanda di rinnovo di AIA.



### ***9.11 Manutenzione, disfunzionamenti, guasti ed eventi incidentali***

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.

Allo stesso modo il Gestore deve operare preventivamente per minimizzare gli effetti di eventuali eventi incidentali, compresi disfunzionamenti e guasti, ed 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 questo 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.

### ***9.12 Dismissione e ripristino dei luoghi***

In relazione ad una eventuale dismissione di tutta o parte della centrale termoelettrica, il Gestore, tre anni prima della scadenza prevista, dovrà predisporre un piano di bonifica e recupero ambientale del sito, finalizzato a un ripristino delle condizioni iniziali.

Il progetto dovrà essere comprensivo degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate.

Nel progetto dovrà essere compreso un Piano di Indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni degli obblighi dettati dal D.L.gs. 152/06 e s.m.i.



## 10. PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI

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

In particolare restano valide tutte le prescrizioni di cui al decreto di compatibilità ambientale DSA-DEC-2009-0001346 del 14.10.2009.

Inoltre, per quanto riguarda le autorizzazioni sostituite dall'Autorizzazione Integrata Ambientale, sopravvivono a carico del Gestore tutte le prescrizioni sugli aspetti non espressamente contemplati nell'AIA, ovvero che non siano con essa in contrasto.

## 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.

## 12. AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

Non ci sono autorizzazioni essendo un impianto nuovo.

## 13. DURATA, RINNOVO E RIESAME

L'articolo 9 del D.Lgs 59/05 stabilisce la durata dell'Autorizzazione Integrata Ambientale secondo il seguente schema:

DURATA AIA	CASO DI RIFERIMENTO	RIFERIMENTO al D.Lgs 59/05
5 anni	Casi comuni	Comma 1, art. 9
6 anni	Impianto certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001	Comma 3, art. 9
8 anni	Impianto registrato ai sensi del regolamento n. 761/2001/CE (EMAS)	Comma 2, art. 9



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio Nuovo Ciclo Combinato di**  
**“api Raffineria di Ancona S.p.A.”**  
**Sita in Falconara Marittima (An)**

L'Autorizzazione Integrata Ambientale avrà validità 5 anni, in quanto l'impianto, non essendo ad oggi ancora realizzato, non è in possesso di sistema di gestione ambientale certificato.

La validità della presente AIA si riduce automaticamente alla durata indicata in tabella in caso di mancato rinnovo o decadenza delle certificazioni suddette.

In ogni caso il Gestore è obbligato a comunicare eventuali variazioni delle certificazioni di cui sopra tempestivamente all'Autorità Competente.

In virtù del comma 1 dell'art. 9 del D.Lgs 59/05 il Gestore prende atto che l'AC durante la procedura di rinnovo potrà aggiornare o confermare le prescrizioni a partire dalla data di rilascio dell'autorizzazione.

In virtù del comma 4 dell'art. 9 del D.Lgs 59/05 il Gestore prende atto che l'AC può effettuare il riesame anche su proposta delle amministrazioni competenti in materia ambientale quando:

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

## 14. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) predisposto dal Gestore ed approvato da ISPRA - già individuato quale ente di controllo dal MATTM - ad esito del parere istruttorio costituisce parte integrante dell'AIA per l'impianto in riferimento.

Nell'attuazione di suddetto piano, il Gestore ha l'obbligo di dare le seguenti comunicazioni:

- trasmissione delle relazioni periodiche di cui al PMC ad ISPRA e ARPA/APPA, alla Provincia e ai Comuni interessati;
- comunicazione ad ASL ed al sindaco/i del/i comune/i territorialmente competente, ed agli altri enti di controllo, dell'eventuale non rispetto delle prescrizioni contenute nell'AIA;
- tempestiva informazione ad ASL ed al sindaco/i del/i comune/i territorialmente competente, ed agli altri enti di controllo, relativa a malfunzionamenti o incidenti, e conseguenti effetti ambientali generatisi.

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

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

Fermo restando quanto previsto all'art 10 del d.lgs. 59/2005, il Gestore ha l'obbligo di notifica delle eventuali modifiche che intende apportare all'impianto.

Alla messa in esercizio dell'impianto, previo rilascio dell'AIA, il Gestore deve avviare il PMC in accordo con la Autorità competente per il controllo.



## **PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO**

**GESTORE**  
**LOCALITÀ**  
**REFERENTI ISPRA**

**API S.p.A.**  
**FALCONARA (AN)**  
**Ing. Gaetano Battistella**  
**Ing. Solaria Venga**

**DATA DI EMISSIONE**  
**NUMERO TOTALE DI PAGINE**

**15 ottobre 2010**  
**39**



## INDICE

PREMESSA.....	4
PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO .....	4
<b>SEZIONE 1 – AUTOCONTROLLI .....</b>	<b>6</b>
1. MONITORAGGIO DEGLI APPROVVIGIONAMENTI E GESTIONE MATERIE PRIME .....	6
Consumi/Utilizzi di materie prime .....	6
Caratteristiche dei combustibili principali.....	6
Consumi idrici .....	7
Consumi energetici .....	8
2. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA .....	8
Emissioni dai camini e prescrizioni relative.....	9
Prescrizioni sui transitori .....	13
Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore .....	15
Emissioni fuggitive.....	15
3. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA .....	15
Identificazione scarichi.....	15
Scarichi e relative prescrizioni.....	16
Acque sanitarie .....	18
Acque meteoriche .....	18
4. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI.....	19
Metodo di misura del rumore .....	21
5. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI.....	21
Installazione di piezometri.....	22
<b>SEZIONE 2 - METODOLOGIE PER I CONTROLLI .....</b>	<b>24</b>
6. METODI ANALITICI CHIMICI/PREDITTIVI/FISICI .....	24
Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate .....	24
Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni convogliate di aeriformi... 25	
Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni prelevati da flussi gassosi convogliati .....	26
Metodi di misura degli inquinanti.....	27
7. ATTIVITÀ DI QA/QC.....	28
Misure di laboratorio .....	29
Sistema di monitoraggio in continuo (SMC).....	29
Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi .....	30
Analisi delle acque in laboratorio .....	30
Campionamenti delle acque.....	31
Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità .....	31
Controllo di impianti e apparecchiature .....	32
<b>SEZIONE 3 – REPORTING .....</b>	<b>33</b>
8. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PMC .....	33
Definizioni .....	33
Formule di calcolo .....	34
Validazione dei dati .....	34



**ISPRA**  
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

Indisponibilità dei dati di monitoraggio .....	34
Eventuali non conformità .....	35
Obbligo di comunicazione annuale .....	35
Dichiarazione di conformità all'Autorizzazione Integrata Ambientale.....	35
Emissioni per l'intero impianto (ognuno dei camini): ARIA.....	35
Immissioni dovute all'impianto: ARIA .....	36
Emissioni per l'intero impianto: ACQUA .....	36
Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI.....	36
Emissioni per l'intero impianto: RUMORE.....	36
Consumi specifici per MWh generato su base annuale.....	36
Eventuali problemi di gestione del piano .....	36
Gestione e presentazione dei dati .....	36
9. QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'ENTE DI CONTROLLO.....	37
Attività a carico dell'Ente di Controllo (previsione).....	38
10. ADEMPIMENTI DERIVANTI DAL RECEPIMENTO DELLE DISPOSIZIONI DEL PARERE DI VIA .....	39
11. COMMISSIONING.....	39





# ISPRA

## *Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

### **PREMESSA**

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo rappresenta parte essenziale dell'autorizzazione integrata ambientale ed il Gestore, pertanto, è tenuto ad attuarlo con riferimento ai parametri da controllare, nel rispetto delle frequenze stabilite per il campionamento e delle modalità di esecuzione dei previsti controlli e misure.

Se durante l'esercizio dell'impianto dovesse emergere l'esigenza di rivalutare il presente piano, l'Autorità di controllo e il Gestore possono concordare e attuare, previa comunicazione all'Autorità Competente, una nuova versione del PMC che riporti gli adeguamenti che consentano una maggiore rispondenza del medesimo alle prescrizioni del parere e ad eventuali specificità dell'impianto.

Ai fini dell'applicazione dei contenuti del piano in parola, il Gestore deve dotarsi di una struttura, adeguatamente regolata in termini organizzativi ed inoltre provvista delle necessarie ed idonee attrezzature, in grado quindi di attuare correttamente quanto imposto in termini di verifiche, di controllarne e valutarne i relativi esiti e di adottare le eventuali, necessarie azioni correttive.

I sistemi di accesso degli operatori ai punti di prelievo e/o di misura devono pertanto garantire la possibilità della corretta acquisizione dei dati di interesse, ovviamente nel rispetto delle norme vigenti e quindi di riferimento in materia di sicurezza ed igiene del lavoro.

Eventuali, ulteriori controlli e verifiche che il Gestore riterrà di espletare a propri fini, potranno essere attuate dallo stesso anche laddove non contemplate dal presente PMC.

### **PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO**

#### **OBBLIGO DI ESECUZIONE DEL PIANO**

Il Gestore dovrà eseguire campionamenti, analisi, misure e verifiche, nonché interventi di manutenzione e di calibrazione, come riportato nel seguente Piano di Monitoraggio.

#### **DIVIETO DI MISCELAZIONE**

Nei casi in cui la qualità e l'attendibilità della misura di un parametro è influenzata dalla miscelazione delle emissioni, il parametro dovrà essere analizzato prima che tale miscelazione abbia luogo.

#### **SCELTA E FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI DI MONITORAGGIO**

Prima dell'avvio delle attività di controllo e monitoraggio il gestore dovrà fornire l'elenco dettagliato di tutta la strumentazione operante in continuo, della strumentazione utilizzata ai fini del campionamento ed i metodi per le analisi in discontinuo, in accordo a quanto previsto nel presente documento nelle sezioni specifiche.

Tutti i sistemi di monitoraggio e di campionamento dovranno essere "operabili"<sup>1</sup> durante l'esercizio dell'impianto; nei periodi di indisponibilità degli stessi, sia per guasto ovvero per necessità di manutenzione e/o calibrazione, l'attività stessa dovrà essere condotta con sistemi di monitoraggio e/o campionamento alternativi per il tempo tecnico strettamente necessario al ripristino della funzionalità del sistema principale.

Per quanto riguarda i sistemi di monitoraggio in continuo:

<sup>1</sup> Un sistema o componente è definito operabile se la prova periodica, condotta secondo le indicazioni di specifiche norme di sorveglianza e delle relative procedure di sorveglianza, hanno avuto esito positivo.



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

1. in caso di indisponibilità delle misure in continuo il Gestore, oltre ad informare tempestivamente l'Autorità di Controllo, è tenuto ad eseguire valutazioni alternative, analogamente affidabili, basate su misure discontinue o derivanti da correlazioni con parametri di esercizio. I dati misurati o stimati, opportunamente documentati, concorrono ai fini della verifica del carico inquinante annuale dell'impianto esercito.
2. La strumentazione utilizzata per il monitoraggio deve essere idonea allo scopo a cui è destinata ed accompagnata da opportuna documentazione che ne identifica il campo di misura, la linearità, la stabilità, l'incertezza nonché le modalità e le condizioni di utilizzo. Inoltre, l'insieme delle apparecchiature che costituiscono il "sistema di rilevamento" deve essere realizzato in una configurazione idonea al funzionamento in continuo, anche se non presidiato, in tutte le condizioni ambientali e di processo; a tale scopo il Gestore deve stabilire delle "norme di sorveglianza" e le relative procedure documentate che, attraverso controlli funzionali periodici registrati, verifichino la continua idoneità all'utilizzo e quindi l'affidabilità del rilievo.
3. Qualora, per motivi al momento non prevedibili, fosse necessario attuare delle modifiche di processo e/o tecnologiche che cambino la natura della misura e/o la catena di riferibilità del dato ad uno specifico strumento, il Gestore dovrà darne comunicazione preventiva all'Ente di controllo. La notifica dovrà essere corredata da una relazione che spieghi le ragioni della variazione del processo/tecnologica, le conseguenze sulla misurazione e le proposte di eventuali alternative. Dovrà essere prodotta, anche, la copia del nuovo "piping and instrumentation diagram" (P&ID) con l'indicazione delle sigle degli strumenti modificate e/o la nuova posizione sulle linee.



# ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

## SEZIONE 1 – AUTOCONTROLLI

### 1. MONITORAGGIO DEGLI APPROVVIGIONAMENTI E GESTIONE MATERIE PRIME

#### Consumi/Utilizzi di materie prime

Devono essere registrati i consumi di metano, gasolio, oli lubrificanti e deve essere compilata la seguente Tabella 1.

Tabella 1 - Consumi di sostanze e combustibili:

Tipologia	Fase di utilizzo	Metodo misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Gas naturale	Sezione 1	Contatori	Quantità Totale	Nm <sup>3</sup>	Giornaliera	Compilazione file
Gas di raffineria	Sezione 1					
Gas naturale	Sezione 2					
Gas di raffineria	Sezione 2					
Gasolio	Gruppi elettrogeni e motopompa di emergenza			t	Ad accensione	
Oli lubrificanti	Macchine varie	Peso rilevato dai documenti di trasporto	Quantità Totale	kg	Mensile	Registro fiscale per gli oli minerali UDT
Acido cloridrico in soluzione	Impianto di produzione acqua demineralizzata		Quantità Totale	t	Giornaliera	Compilazione file
Sodio idrossido in soluzione						
Deossigenanti/alcalinizzanti	Cicli termici del ciclo combinato e termodotto		%			

#### Caratteristiche dei combustibili principali

Il Gestore dovrà provvedere a fornire, con cadenza annuale, copia dei verbali di misura giornalieri relativi al gas naturale ed al gas di raffineria dei quantitativi prelevati durante l'anno con le relative caratteristiche specifiche.

Per il gasolio devono essere prodotti, oltre ai verbali di misura, anche una scheda tecnica (elaborata dal fornitore o redatta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) che riporti quanto indicato nella tabella seguente, ove si distinguono con asterisco i metodi di misura a cui è necessario far riferimento in base al D.Lgs. 152/2006, Parte V, Allegato X e, senza asterisco, i metodi di misura indicativi.

Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.

Parametro	Unità di misura	Frequenza	Metodo di misura
Zolfo	%p	Annuale	UNI EN ISO 8754* e



# ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

			UNI EN ISO 14596*
Acqua e sedimenti	%v		ISO 3735* e ISO 3733*
Viscosità a 40°C	°E		UNI EN ISO 3104*
Potere calorifico inf.	kcal/kg		ASTM D 240
Densità a 15°C	kg/m <sup>3</sup>		UNI EN ISO 3675/12185
PCB/PCT	mg/kg		EN 12766*
Nickel + Vanadio	mg/kg		UNI EN ISO 13131*

Per la gestione dei serbatoi e delle linee di distribuzione del gasolio deve essere prodotta documentazione relativa alle seguenti pratiche di monitoraggio e controllo.

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati	Frequenza
Pratica operativa	Eseguire manutenzione procedurizzata delle strumentazioni automatiche di controllo, allarme e blocco della mandata del combustibile liquido	Ispezione	Annotazione su registro delle ispezioni e delle manutenzioni e delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato)	Annuale
Pratica operativa	Effettuare manutenzioni procedurizzate dei sistemi di sicurezza dei serbatoi di combustibile liquido	Ispezione	Mantenere un registro delle ispezioni e manutenzioni con registrati: il serbatoio ispezionato, i risultati, le eventuali manutenzioni e/o riparazioni effettuate e le date	Annuale
Pratica operativa	Effettuare controlli sulla tenuta linea di adduzione e distribuzione combustibili	Ispezione visiva e/o strumentale per linee interrate	Annotazione su registro delle ispezioni e delle manutenzioni e delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato)	Annuale

Per le altre materie prime dell'impianto, oli lubrificanti e chemicals, il Gestore dovrà effettuare gli opportuni controlli alla ricezione e successivamente compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

### Consumi idrici

Le registrazioni dei consumi dovranno essere fatte con cadenza mensile, specificando anche la destinazione dell'acqua prelevata (uso domestico, industriale, ecc.); deve essere altresì compilato il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Tabella 2 - Consumi idrici

Tipologia di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Oggetto della misura	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
---------------------------------	---------------	------------------	----------------------	-------------------------	-----------------------------------------



**ISPRA**  
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

Acqua industriale	Contatore in continuo	Industriale (Processo e Antincendio)	Quantità utilizzata (m <sup>3</sup> /anno)	Mensile	Compilazione file
Acqua Igienico-sanitaria	Contatore in continuo	Igienico-sanitario	Quantità utilizzata (m <sup>3</sup> /anno)	Mensile	Compilazione file

*Consumi energetici*

Devono essere registrati, con cadenza giornaliera, i consumi di energia elettrica e deve essere compilata la seguente tabella riepilogativa con Rapporto con cadenza annuale.

**Tabella 3 - Consumi di energia elettrica**

Descrizione	Metodo misura	Oggetto della misura	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Energia elettrica importata da rete esterna	Contatore	Quantità (GWh)	Giornaliera	Compilazione file
Energia elettrica prodotta		Quantità (GWh)		
Energia elettrica immessa in rete		Quantità (GWh)		
Energia elettrica auto-consumata		Quantità (GWh)		

**2. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA**

La selezione dei punti di emissione significativi e delle sostanze con obbligo di monitoraggio, derivano dall'analisi del processo e da obblighi di legge.

Sono in particolare da tenere in considerazione gli obblighi di monitoraggio derivanti dal D.lgs. 152/2006.

Per quanto attiene all'identificazione dei punti di emissione in aria, quelli da considerare sono riportati nella seguente tabella.

**Tabella 4 - Punti di emissione convogliata**

Punto di emissione	Descrizione	Capacità termica nominale (MW <sub>t</sub> )	Latitudine	Longitudine	Altezza (m)	Diametro (m)
Camino 1 (E30)	Generatore di vapore a recupero GVR alimentato da una turbina a gas	893,48	X = *	Y = *	50	7,2



**ISPRA**  
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

Camino 2 (E31)	Generatore di vapore a recupero GVR alimentato da una turbina a gas	119,73** 155,73***	X = *	Y = *	50	3
Camino 3 (E32)	Generatore ausiliario di emergenza	660	X = *	Y = *	3	*
Camino 4 (E33)	Generatore ausiliario di emergenza	55	X = *	Y = *	3	*

\* Dato da inserire a cura del Gestore nel 1° report

\*\* in assetto GVR 'Puro Recupero'

\*\*\* in assetto GVR 'Post Combustione'

Le emissioni dai 2 generatori ausiliari di emergenza e delle eventuali motopompe del sistema antincendio non sono soggetti ad autorizzazione specifica ai sensi del D.Lgs. 152/06 art. 269 c. 14, punto a. Qualora dovessero superare i 3 MW per alimentazione a gas oppure 1 MW con alimentazione a gasolio dovranno essere oggetto di autorizzazione.

Su ognuno dei punti riportati in Tabella 4 soggetti ad autorizzazione (camini 1 e 2), facendo possibilmente riferimento ai punti di campionamento esistenti<sup>2</sup>, devono essere realizzate due prese, 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 essere posizionate ad un'altezza compresa tra 1,3 ÷ 1,5 m dal piano di calpestio. Deve altresì essere realizzata una piattaforma di lavoro provvista, sul piano di calpestio, di un rivestimento continuo con caratteristiche antiscivolo e agevolmente amovibile.

Sui camini 1 e 2 la piattaforma deve avere il piano di lavoro con una superficie di almeno 5 m<sup>2</sup> e deve essere reso disponibile un quadro elettrico per alimentazioni a 220 V e 24 Vcc, nonché di linea telefonica per collegamento alla sala controllo.

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

Il punto di prelievo sul camino 1 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 metri.

*Emissioni dai camini e prescrizioni relative*

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione con la frequenza stabilita nella successiva Tabella 5.

**Tabella 5 - Parametri da misurare per le emissioni in atmosfera dai Generatori di vapore a recupero GVR – Sezioni 1 e 2**

Generatore di vapore a recupero - Sezione 1				
Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (Autorità Competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/ Registrazione dati

<sup>2</sup> Al fine di garantire la linearità della misura dovrà essere evidenziata la rappresentatività dei punti di misura secondo la norma UNI 10169 (ed. giugno 1993) come previsto dall'art. 3.5 dell'Allegato VI alla Parte V del D.Lgs 152/06.



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

C1	Parametro operativo	Utilizzo gas naturale	Misura continua del flusso	Registrazione su file della quantità di combustibile impiegato
	Parametro operativo	Utilizzo gas di raffineria	Misura continua del flusso	Registrazione su file della quantità di combustibile impiegato
	Pratica operativa	Misura del tempo di transitorio	Misura ad evento del tempo impiegato a raggiungere la condizione di funzionamento normale <sup>3</sup>	Registrazione su file dei tempi di transitorio
	Temperatura, Pressione, Portata dei fumi	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura continua	Registrazione su file
	Contenuto di umidità		Misura continua	Registrazione su file
	CO	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Misura di CO con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al camino. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale <sup>3</sup>
		Misura conoscitiva delle quantità emesse comprese le fasi di avvio e/o spegnimento turbina in kg/evento	Misura continua	Misura di CO con SMC al Camino 1 anche durante i transitori di avvio/spegnimento.
	NO <sub>x</sub>	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Misura di NO <sub>x</sub> con SMC al camino. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale <sup>3</sup> .
		Misura conoscitiva delle quantità emesse comprese le fasi di avvio e/o spegnimento turbina in kg/evento	Misura continua	Misura di NO <sub>x</sub> con SMC al Camino 1 anche durante i transitori di avvio/spegnimento.

<sup>3</sup> Il funzionamento normale esclude i transitori di avvio/spegnimento.



# ISPRA

## *Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

	SO <sub>x</sub>	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Misura di SO <sub>x</sub> con SMC al camino. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale <sup>3</sup>
		Misura conoscitiva delle quantità emesse comprese le fasi di avvio e/o spegnimento turbina in kg/evento	Misura continua	Misura di SO <sub>x</sub> con SMC al Camino 1 anche durante i transitori di avvio/spegnimento.
	Polveri	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file dei risultati
	NH <sub>3</sub>	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file dei risultati
	O <sub>2</sub>	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file dei risultati.
	CO <sub>2</sub>	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Piani di monitoraggio "Direttiva Emission Trading"
	IPA, COV, Metalli			Registrazione su file dei risultati
	Sistema di riduzione catalitica degli NO <sub>x</sub> (SCR)	Ricognizione conoscitiva	Verifiche manutentive annuali e sistema di monitoraggio emissioni in continuo	Registrazione su file.
<b>Generatore di vapore a recupero - Sezione 2</b>				
	Parametro operativo	Utilizzo gas naturale	Misura continua del flusso	Annotazione giornaliera 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
	Pratica operativa	Misura del tempo di transitorio	Misura ad evento del tempo impiegato a raggiungere la condizione di funzionamento normale <sup>4</sup>	Registrazione su file dei tempi di transitorio

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





**ISPRA**  
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

C2	Temperatura, Pressione, Portata dei fumi	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura continua	Registrazione su file
	Contenuto di umidità		Misura continua	Registrazione su file
	CO	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Misura di CO con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al camino. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale <sup>3</sup>
		Misura conoscitiva delle quantità emesse comprese le fasi di avvio e/o spegnimento turbina in kg/evento	Misura continua	Misura di CO con SMC al Camino 1 anche durante i transitori di avvio/spegnimento.
	NO <sub>x</sub>	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Misura di NO <sub>x</sub> con SMC al camino. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale <sup>3</sup> .
		Misura conoscitiva delle quantità emesse comprese le fasi di avvio e/o spegnimento turbina in kg/evento	Misura continua	Misura di NO <sub>x</sub> con SMC al Camino 1 anche durante i transitori di avvio/spegnimento.
	SO <sub>x</sub>	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Misura di SO <sub>x</sub> con SMC al camino. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale <sup>3</sup>
		Misura conoscitiva delle quantità emesse comprese le fasi di avvio e/o spegnimento turbina in kg/evento	Misura continua	Misura di SO <sub>x</sub> con SMC al Camino 1 anche durante i transitori di avvio/spegnimento.
	Polveri	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file dei risultati
	NH <sub>3</sub>	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file dei risultati



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

	O <sub>2</sub>	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file dei risultati.
	IPA, COV, Metalli	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file dei risultati
	CO <sub>2</sub>			Piani di monitoraggio "Direttiva Emission Trading"
	Sistema di riduzione catalitica degli NO <sub>x</sub> (SCR)	Ricognizione conoscitiva	Verifiche manutentive annuali e sistema di monitoraggio emissioni in continuo	Registrazione su file.

E' inoltre opportuno fornire una stima/valutazione sulle emissioni che concernono le polveri, con particolare riferimento alle frazioni di PM<sub>10</sub> e di PM<sub>2.5</sub>.

I sistemi di misura in continuo delle emissioni (SME) devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità, taratura secondo quanto previsto dalla norma **UNI EN 14181:2005** 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. I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere contenuti nel Rapporto Annuale.

Nel caso in cui, a causa di anomalie di funzionamento riguardanti il sistema di misura in continuo, non vengano acquisiti i dati concernenti uno o più inquinanti, dovranno essere operate le seguenti misure:

- 1) per le prime 24 ore di blocco il Gestore dell'impianto dovrà mantenere in funzione gli strumenti che registrano il funzionamento dei presidi ambientali;
- 2) dopo le prime 24 ore di blocco dovrà essere utilizzato un sistema di stima delle emissioni in continuo basato su una procedura derivata dai dati storici di emissione al camino e eventualmente definita nel manuale di gestione del Sistema di Monitoraggio Continuo delle emissioni; il Gestore dovrà altresì notificare all'Ente 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 ossidi di azoto ed il monossido di carbonio, in sostituzione delle misure continue. Per i parametri di normalizzazione ossigeno, temperatura, pressione e vapore d'acqua 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 sistemi di misurazione in continuo devono essere riportate in apposito registro da tenere a disposizione dell'Autorità Competente.

I risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 °K e di 101,3 kPa e normalizzati al 15% di ossigeno.

Quanto non espressamente indicato deve essere sempre preventivamente concordato con ISPRA.

### *Prescrizioni sui transitori*

Oltre a quanto già espressamente indicato in Tabella 5, il Gestore deve predisporre un piano di monitoraggio dei transitori; piano volto a determinare i valori di concentrazione medi orari degli



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

inquinanti, i volumi dei fumi calcolati stechiometricamente, le rispettive emissioni massiche nonché il numero e tipo degli avviamenti, i relativi tempi di durata, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati, gli eventuali apporti di vapore ausiliario; tali informazioni dovranno essere inserite nelle relazioni trasmesse con la prevista cadenza all'Autorità Competente.

Per quanto sopra nel dettaglio, è necessario compilare la seguente Tabella 6 per ciascuna unità produttiva.

**Tabella 6 – Prescrizioni sui Transitori**

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio / Registrazione dati
Numero e durata di avviamenti a freddo	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore ad un numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a freddo	Misura dei tempi di avviamento con stima e misura delle emissioni annue	Registrazione su file dei risultati
Numero e durata di avviamenti a tiepido	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore a numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a tiepido		
Numero e durata di avviamenti a caldo Numero e durata di transitori di integrazione della potenza erogata (accensioni e spegnimenti della caldaia ausiliaria)	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore a numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a caldo		

La stima delle emissioni dell'unità produttiva deve essere avvalorata da una sintesi dei dati misurati dallo SME o da una misura mensile discontinua nelle singole condizioni di avviamento (freddo, tiepido, caldo e della caldaia ausiliaria); tale informazione non viene utilizzata ai fini della verifica di conformità ai limiti emissivi autorizzati.

Nel caso di misura discontinua mensile i campionamenti dovranno essere effettuati in modo tale da consentire di ricostruire il profilo di concentrazione dell'inquinante durante l'operazione di avviamento; ai dati di concentrazione dovranno essere associati anche quelli di portata dell'effluente gassoso.

Il Gestore dovrà fornire l'algoritmo di calcolo con il quale stima il contributo in massa degli inquinanti per ciascuna condizione (freddo, tiepido, caldo e di integrazione), dedotto dai dati di portata e di concentrazione dell'inquinante per il numero complessivo di ore necessarie alla specifica condizione di avviamento.



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

### *Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore*

Per le emissioni ritenute non significative dal Gestore, quali i generatori ausiliari di emergenza (camini 3 e 4 di Tabella 4) e le eventuali motopompe di emergenza antincendio, le prescrizioni sono riportate nel seguito.

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio / registrazione dati
Alimentazione a gasolio	Utilizzo di gasolio	Misura della quantità	Annotazione su file della quantità di combustibile impiegato
Tempo di utilizzo	Durata del tempo di esercizio	Misura del tempo tra l'avvio e l'interruzione della alimentazione di gasolio	Annotazione su file dei tempi di esercizio
Emissioni di inquinanti rilevanti	Registrazione delle emissioni di SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub> , CO, Polveri	Stima annuale	Annotazione su file degli inquinanti rilevati

In relazione al funzionamento dei rimanenti punti di emissione convogliata poco significativi indicati nella parere istruttorio conclusivo, si richiede un Rapporto tecnico con cadenza annuale, nel quale indicare, con riferimento all'esatta ubicazione in termini di coordinate geografiche, il numero e tipo di funzionamenti, i relativi tempi di durata, il relativo consumo del combustibile, nonché i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti, i volumi dei fumi calcolati stechiometricamente allegando il relativo algoritmo e le rispettive emissioni massiche.

### *Emissioni fuggitive*

Al fine di contenere le emissioni fuggitive il Gestore dovrà stabilire un programma di manutenzione periodica finalizzata all'individuazione e riparazione di perdite che dovrà essere trasmesso all'Ente di Controllo entro tre mesi dall'ottenimento dell'Autorizzazione Integrata Ambientale.

Tale programma dovrà quantificare (misura o stima) le perdite, con indicazione del metodo previsto per la sua rilevazione e con la distinzione tra perdite provenienti da macchine (pompe, compressori, ecc...) e da tenute di accoppiamenti (valvole, flange, strumenti, prese campione, ecc...), indicando le misure di prevenzione da adottare.

Per le emissioni fuggitive indicate dal Gestore come sfiati di gas metano da valvole di sicurezza del sistema di alimento bruciatori nella stazione di riduzione gas metano dovranno essere previsti idonei sistemi di rilevamento e controllo delle quantità.

Dovranno inoltre essere indicate le modalità di registrazione delle azioni di rilevamento delle perdite e delle attività di manutenzione conseguenti.

Tali informazioni dovranno essere inserite all'interno del rapporto annuale.

### **3. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA**

#### *Identificazione scarichi*

Per tutti gli scarichi in dovrà essere garantito il rispetto dei limiti del D.Lgs. 152/06. In dettaglio gli scarichi idrici della Centrale sono costituiti da:



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

- Scarico a carattere continuo SF1 - Acque da impianto TAS (SF-RAFF-1) recapitato nel mare Adriatico con la portata media annua aggiuntiva di 35.050 m<sup>3</sup>/anno rispetto ai 2.845.635 m<sup>3</sup>/anno dello scarico di raffineria e convoglia a valle di un impianto di trattamento che depura sia le acque di blow-down di caldaia della nuova centrale, che le acque di processo di Raffineria e le acque dell'adiacente impianto IGCC.

Gli inquinanti caratteristici dello scarico sono molti e derivanti in larga misura dal processo di raffinazione.

- Scarico a carattere discontinuo SF2 - Acque da rigenerazione resine (SF-RAFF-2) recapitato alla foce del fiume Esino previa unione ai reflui del canale dell'impianto di Osmosi della raffineria, con una portata media annua aggiuntiva di 37.100 m<sup>3</sup>/anno rispetto a 351.487 m<sup>3</sup>/anno. Non sono previsti trattamenti specifici.

I parametri da monitorare, indicati dal Gestore, sono:

Parametro
Temperatura
pH
SST
COD
Idrocarburi totali
Ammoniaca
Nitrati
MTBE
ETBE

- Scarico SF5 - Acque da raffreddamento ad un passaggio, sugli inquinanti immessi e sulla descrizione e simulazione dell'impatto in termini di innalzamento termico, sovrapposizione del pennacchio termico con quelli della Raffineria API, concentrazione del biocida biossido di cloro usato come antifouling.

Lo scarico SF5 non è attualmente esistente e sarà costruito con la realizzazione dell'impianto per recapitare nel mare Adriatico con una portata media annua di 517 milioni m<sup>3</sup>/anno e dal punto di vista emissivo secondo il Gestore sono da considerare i seguenti parametri:

Parametro
Temperatura
ClO <sub>2</sub>
Eventuali sottoprodotti di clorazione dell'acqua mare

### *Scarichi e relative prescrizioni*

Il monitoraggio e controllo delle emissioni in acqua fa riferimento ai pozzetti di prelievo sotto elencati, in funzione delle diverse acque raccolte:

- pozzetto A, posto sullo scarico SF1, al limite di batteria della CTE;



# ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

- pozzetto B, posto sullo scarico finale SF2, immediatamente a monte della unione ai reflui di Raffineria e della confluenza nel corpo idrico superficiale fiume Esino;
- pozzetto C, posto sullo scarico SF5, al limite di batteria della CTE.

**Tabella 7 - Monitoraggio dello scarico delle acque reflue nei pozzetti di prelievo fiscale in condizioni di esercizio normale**

<b>1. Scarico a carattere continuo SF1</b>			
<b>Acque da impianto TAS (SF-RAFF-1) recapitato nel mare Adriatico</b>			
Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ Registrazione dati
Portata	Nessun limite	Stima - calcolo annuo	Registrazione su file
Temperatura	Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06	Verifica in continuo	
$\Delta T$ oltre i 1000 m dallo scarico		Verifica con cadenza biennale	
pH, Idrocarburi totali, BOD <sub>5</sub> , COD, Solidi sospesi totali, Materiali grossolani, NH <sub>3</sub> , IPA		Verifica mensile con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nel D.M. 31/01/2005	
Cloro attivo libero, Fosforo totale, Coliformi totali			
Carico termico su corpo idrico ricevente in MJoule	Calcolo <sup>5</sup> con la seguente formula $Q = C_p m (\Delta T)$	Verifica mensile. Campione medio ponderale su 3 ore	
Procedura operativa	Quantità di eventuale additivo antifouling iniettato (ClO <sub>2</sub> )		
Oli e Grassi, Fosforo totale, Ferro, Nichel, Rame	Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06		
<b>2. Scarico a carattere discontinuo SF2</b>			
<b>Acque da rigenerazione resine (SF-RAFF-2) recapitate alla foce del fiume Esino previa unione ai reflui del canale dell'impianto di Osmosi della Raffineria API</b>			
Portata	Nessun limite	Stima - calcolo annuo	Registrazione su file
Temperatura	Allegato 5 della parte	Verifica in continuo	

<sup>5</sup> I simboli rappresentano rispettivamente: Q = Carico termico giornaliero in Milioni di Joule; C<sub>p</sub> = Calore specifico dell'acqua pura in J/kg °C; m = massa di acqua di raffreddamento = flusso di acqua prelevato (milioni di dm<sup>3</sup>/d) × densità dell'acqua pura in kg/dm<sup>3</sup>;  $\Delta T$  = temperatura acqua allo scarico - temperatura acqua ingresso impianto.



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

pH, Idrocarburi totali, BOD <sub>5</sub> , COD, Solidi sospesi totali, Materiali grossolani, NH <sub>3</sub> , IPA, MTBE, ETBE, Coliformi totali	terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06	Verifica mensile e in concomitanza di eventi meteorici con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nel D.M. 31/01/2005	
Oli e Grassi, Fosforo totale, Ferro, Nichel, Rame		Verifica mensile. Campione medio ponderale su 3 ore	
<b>3. Scarico SF5</b>			
<b>Acque da raffreddamento ad un passaggio recapitato nel mare Adriatico</b>			
Portata	Nessun limite	Stima - calcolo annuo	
Temperatura, ClO <sub>2</sub> , Eventuali sottoprodotti di clorazione dell'acqua mare	Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06	Verifica mensile e in concomitanza di eventi meteorici con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nel D.M. 31/01/2005	Registrazione su file
ΔT oltre i 1000 m dallo scarico		Verifica con cadenza biennale	
Carico termico su corpo idrico ricevente in MJoule	Calcolo <sup>6</sup> con la seguente formula $Q = C_p m (\Delta T)$	Verifica mensile con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nel D.M. 31/01/2005	

Per quanto riguarda i sistemi di depurazione, il Gestore dovrà comunicare gli eventuali sistemi di trattamento per ciascuno stadio ed i dispositivi ed i punti di controllo per le verifiche manutentive con cadenza annuale nonché per il controllo in continuo con registrazione su file. I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere contenuti nel Rapporto con cadenza annuale.

#### *Acque sanitarie*

Per gli scarichi delle acque sanitarie recapitante nella fogna comunale, dovrà essere garantito il rispetto di quanto stabilito dal Regolamento di pubblica fognatura vigenti per il Comune di Falconara Marittima.

#### *Acque meteoriche*

Per gli eventuali scarichi delle acque meteoriche di prima e seconda pioggia in acque superficiali dovrà essere garantito il rispetto dei limiti di emissione riportati nella Tabella 3 dell'Allegato 5 della parte terza D.Lgs. 152/06 (riferiti allo scarico in acque superficiali) e dei Regolamenti Regionali, a meno di ulteriori limitazioni riportate nell'Autorizzazione Integrata Ambientale.

<sup>6</sup> I simboli rappresentano rispettivamente: Q = Carico termico giornaliero in Milioni di Joule; C<sub>p</sub> = Calore specifico dell'acqua pura in J/kg °C; m = massa di acqua di raffreddamento = flusso di acqua prelevato (milioni di dm<sup>3</sup>/d) × densità dell'acqua pura in kg/dm<sup>3</sup>; ΔT = temperatura acqua allo scarico – temperatura acqua ingresso impianto.



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi nell'apposito pozzetto ai limiti di batteria del complesso, tramite affidamento a laboratori certificati.

Nella Tabella seguente sono riportati gli autocontrolli che il gestore deve effettuare sulle acque meteoriche convogliate nella vasca di raccolta con le relative frequenze.

## Monitoraggio dello scarico delle acque meteoriche

Acque meteoriche			
Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Flusso	Nessun limite	Stima - calcolo annuo	Registrazione su file
Oli e Grassi	Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti allo scarico in acque superficiali	Verifica semestrale, in concomitanza di eventi meteorici	Registrazione su file
Solidi sospesi totali	Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti allo scarico in acque superficiali	Verifica semestrale, in concomitanza di eventi meteorici	Registrazione su file
pH, Cloruri, Azoto Ammoniacale come NH <sub>4</sub> , Idrocarburi totali, BOD5, COD	Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti allo scarico in acque superficiali	Verifica semestrale, in concomitanza di eventi meteorici	Registrazione su file

I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere contenuti nel Rapporto con cadenza annuale.

#### 4. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

Il Comune di Falconara non si è ancora dotato di un piano di zonizzazione acustica.

L'impianto sorgerà all'interno del perimetro dell'area ASI dove il Gestore ipotizza una Classe VI – Aree esclusivamente industriali.

Il Gestore ha ritenuto opportuno, in via cautelativa, considerare validi i limiti di immissione di 70 dB(A) per il periodo diurno (06:00-22:00) e di 60 dB(A) nel periodo notturno (22:00-06:00) previsti dal D.P.C.M. 1/3/1991 per "tutto il territorio nazionale".

Previa consultazione dell'Ente di Controllo e l'Arpa competente che stabiliranno la necessità o meno di una apposita campagna di misura, il monitoraggio dei livelli di rumore sarà organizzato in una 1<sup>a</sup> campagna di monitoraggio del rumore della durata minima continuativa di 25 ore, prima dell'avvio della CTE, nei punti individuati da un tecnico competente in acustica riportati nello studio di impatto acustico e tale monitoraggio costituirà il livello di riferimento.

Successivamente all'avvio commerciale della CTE e alla potenza minima erogata pari ad almeno 80% della massima erogabile il Gestore dovrà fare una 2<sup>a</sup> campagna di misurazione, della durata minima continuativa di 25 ore, sugli stessi punti, ed in caso di non rispetto dei limiti di emissione/immissione e/o del criterio differenziale il Gestore dovrà progettare e realizzare adeguate opere di mitigazione.





# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

A valle di queste eventuali opere sarà ripetuta una 3<sup>a</sup> campagna realizzata con le stesse modalità e negli stessi punti della 2<sup>a</sup> per la verifica dell'efficacia delle opere di mitigazione realizzate.

Post-operam e dopo che l'impianto ha ottenuto le prestazioni sopra richiamate il Gestore deve effettuare, con cadenza triennale e per ogni punto di misura individuato, una misura di Leq riferita a tutto il periodo diurno (06:00-22:00) e notturno (22:00-06:00) per la verifica dei limiti di emissione ai confini della proprietà con misure fatte nel corso di una giornata tipo, con tutte le sorgenti sonore normalmente in funzione e ad una potenza minima erogata in rete dell'80%.

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 ed una 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 e 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 dovrà, quindici giorni prima dell'effettuazione della campagna di misura, comunicare ad ISPRA e all'Arpa competente gli eventuali nuovi punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica.

Nella tabella di seguito sono riportati i punti di misura minimi da considerare.

**Tabella 8 - Punti di misurazione del rumore emesso dalla CTE**

Unità di processo	Punto di misura	Parametro	Limite Classe VI D.P.C.M. 1/3/1991	Tipo di verifica	Monitoraggio / Registrazione dati
Tutto l'impianto	Punto 1 – localizzazione: lungo perimetro esterno lato est	Leq diurno emissione	70 dB	Misura conforme alla normativa vigente (all. B – DM 16/3/1998)	Campagna di misure periodica (o nel caso di modifiche sostanziali). Registrazione dei risultati su file e redazione rapporto secondo all. D – DM 16/3/1998
		Leq notturno emissione	60 dB		
	Punto 2 – localizzazione: lungo perimetro esterno lato nord	Leq diurno emissione	70 dB		
		Leq notturno emissione	60 dB		
	Punto 3 – localizzazione: lungo perimetro esterno lato sud	Leq diurno emissione	70 dB		
		Leq notturno emissione	60 dB		
	Punto 4 – localizzazione: lungo perimetro esterno lato ovest	Leq diurno emissione	70 dB		
		Leq notturno emissione	60 dB		



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

### 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.

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

### 5. 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 e gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo attraverso il registro di carico/scarico, FIR (Formulario di Identificazione Rifiuti) e rientro della 4<sup>a</sup> copia firmata dal destinatario per accettazione, con relativa archiviazione e segnalazione sul MUD con cadenza annuale.

Inoltre, il Gestore dovrà garantire la corretta applicazione del deposito temporaneo dei rifiuti in conformità alle norme tecniche di progettazione e realizzazione e a quanto prescritto dall'AIA, anche se 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 denominato TAF) le autorizzazioni al deposito, trattamento e recupero dei rifiuti.

Il Gestore deve verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, con cadenza mensile lo stato di giacenza dei depositi temporanei, sia come somma delle quantità che in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi.

Dovranno altresì essere controllate le eventuali etichettature.

Il Gestore compilerà la seguente tabella, distinguendo gli eventuali rifiuti speciali.

**Tabella 9: Monitoraggio dei depositi di rifiuti**

Codice CER	Stoccaggio (coordinate georeferenziazione)	Data del controllo	Stato dei depositi	Quantità presente in deposito		Modalità di registrazione
				(m <sup>3</sup> )	(t)	
						Registrazione su file
<b>Totale</b>						----

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

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati, con identificazione anche dei rifiuti con codice 'a specchio'.

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



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

Le aree di stoccaggio rifiuti deve essere oggetto di regolari ispezioni con frequenza annuale per verificare il rispetto dei limiti di volume, durata di permanenza con sistema di contenimento descritto capace di raccogliere eventuali sversamenti.

E' necessaria la presenza di un Sistema di Gestione Ambientale per la quantificazione annua dei rifiuti prodotti, nonché per predisporre un piano di riduzione dei rifiuti e/o recupero degli stessi e per mettere a disposizione (ed archiviare e conservare) all'Ente di Controllo tutti i certificati analitici per la caratterizzazione dei rifiuti prodotti, firmati dal responsabile del laboratorio incaricato specificando le metodiche utilizzate.

### *Aree di stoccaggio*

Il Gestore dovrà controllare con prove di tenuta a frequenza biennale i serbatoi di stoccaggio delle sostanze chimiche, degli oli lubrificanti e delle altre materie ausiliarie utilizzate installati fuori terra con bacino di contenimento all'interno di locali chiusi e in aree pavimentate, nonché i serbatoi per la raccolta dei rifiuti speciali liquidi potenzialmente contenenti sostanze oleose (Codice CER 13.05.07) e le aree di deposito temporaneo dei rifiuti.

### *Installazione di piezometri*

Al fine di assicurare un controllo dell'impatto della centrale sullo stato ambientale della risorsa idrica sotterranea il Gestore deve provvedere all'installazione di almeno 3 piezometri di monitoraggio della falda. I criteri adottati per l'ubicazione e la costruzione dei piezometri nonché per la selezione dei contaminanti da ricercare saranno conformi a quanto previsto nell'Allegato 2 al Titolo V del D.Lgs. 152/06.

L'ubicazione dei piezometri deve essere comunicata all'Ente di Controllo prima dell'avvio della caratterizzazione con una relazione motivata sul loro posizionamento e sulla rappresentatività dei parametri finalizzati a definire la qualità della falda a monte e a valle del sito di centrale rispetto al flusso prevalente della falda medesima.

Per ciascun piezometro dovranno essere fornite le coordinate georeferenziate e la quota assoluta misurata alla testa del pozzo.

La tabella seguente riporta la lista minima degli analiti da ricercare.

**Tabella 10 – Prescrizioni per le acque di falda**

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Campionamento
Temperatura, pH, durezza, conducibilità, solidi sospesi	Tabella 2 (Concentrazione soglia di contaminazione nelle acque sotterranee) in Allegato 5 al Titolo V del D.Lgs. 152/06	Rilievo freaticometrico e verifica analitica semestrale e a seguito di evento incidentale. La frequenza potrà essere modificata dall'Ente di Controllo sulla base degli esiti dei primi anni di esecuzione delle misure.	Il rilievo freaticometrico e il campionamento dovranno avvenire in assenza di alterazioni del naturale deflusso della falda (condizioni statiche). Il prelievo del campione verrà effettuato dopo spurgo di un volume pari a 3 volte il volume del piezometro, avendo atteso il ripristino del livello statico iniziale. Il campionamento dovrà essere
Inquinanti inorganici (Boro, cianuri liberi, fluoruri, nitriti, solfati, Cloro, NH <sub>3</sub> )			
Metalli (Sb, Pb, Fe, Mn, As, Se, Cr tot., Ni, Cd, Zn, Hg, Sn)			



**ISPRA**  
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

<b>Parametro</b>	<b>Limite / Prescrizione</b>	<b>Tipo di verifica</b>	<b>Campionamento</b>
Idrocarburi totali BTEXS IPA			di tipo dinamico (mediante pompa) ed effettuato ad una profondità di almeno 1 metro sotto il livello di falda

I metodi analitici da adottare per la determinazione degli inquinanti sopra menzionati sono riportati in Tabella 11.

I risultati delle attività sopra riportate dovranno essere contenuti nel Rapporto con cadenza annuale.



**SEZIONE 2 - METODOLOGIE PER I CONTROLLI**

**6. METODI ANALITICI CHIMICI/PREDITTIVI/FISICI**

In questa sezione sono riassunti tutti i metodi di analisi che sono impiegati nella determinazione dei parametri di controllo.

Le metodiche sono derivate, in ordine di importanza ed a parità di prestazioni in termini di qualità, da leggi o manuali ufficiali italiani, europei ed americani e costituiscono la base per la dimostrazione di conformità alle prescrizioni contenute nell'AIA.

*Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate*

La norma di riferimento per la assicurazione della qualità dei sistemi di misurazione in continuo delle emissioni in aria (SMC) è la **UNI EN 14181:2005** - Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici.

La tabella seguente 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 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 indicati in Tabella 11 o con i metodi di riferimento.

**Tabella 11 - Metodi di analisi in continuo**

<b>Punto di emissione</b>	<b>Inquinante / Parametro fisico</b>	<b>Metodo</b>
Camino 1	Pressione	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 13
	Temperatura	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 13
	Flusso	ISO 14164
	O <sub>2</sub>	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.
	NO <sub>x</sub>	ISO 10849, UNI EN 14792
	CO	ISO 12039, UNI EN 15058
	SO <sub>x</sub>	UNI EN 14791:2006
Polveri	UNI 13284-2 2005	



**ISPRA**  
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

	NH <sub>3</sub>	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi 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.
Camino 2	Pressione	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 13
	Temperatura	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 13
	Flusso	ISO 14164
	O <sub>2</sub>	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.
	NO <sub>x</sub>	ISO 10849, UNI EN 14792
	CO	ISO 12039, UNI EN 15058
	SO <sub>x</sub>	UNI EN 14791:2006
	Polveri	UNI 13284-2 2005
	NH <sub>3</sub>	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi 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.

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 13.

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<sub>x</sub> 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;

In alternativa, devono essere preferibilmente 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



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

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 ad ISPRA 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 presente un'inesattezza sarà cura del Gestore far rilevare la circostanza ad ISPRA 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 dal sistema continuo almeno ogni dodici mesi.

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati e ossidi di azoto espressi come NO<sub>2</sub>. 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 14792:2006** per NO<sub>x</sub>.

**Norma UNI EN 14789:2006** per O<sub>2</sub> 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 12619:2002** per l'analisi dei COV espressi come C (COT).

**Norma ISO 11338-1,2** per IPA campionamento isocinetico e determinazione con HPLC o GC-MS.

**Norma UNI EN 1948-1:2006** per PCDD, PCDF.

**Norma UNI 13284-2 2005** per polveri totali.

**Norma UNI EN 13211:2003** per l'analisi del mercurio totale.

**Norma UNI EN 14385:2004** per l'analisi dei metalli in traccia di As, Cd, Cr, Cu, Ni, Pb e V.

**Norma US EPA method 29** per la determinazione di Se.

**Norma US EPA method 210** per la determinazione del PM10 filtrabile.

**Norma US EPA method 202** per la determinazione del PM10 condensabile.

**Norma UNI EN 14791:2006** per SO<sub>2</sub>.

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



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

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, oltre ad indicare il proprio nominativo sul registro di laboratorio.

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

### *Metodi di misura degli inquinanti*

Nella Tabella 12 si riportano i metodi di misura degli inquinanti nelle acque. Il Gestore può proporre ad ISPRA 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 sarà cura del Gestore far rilevare la circostanza ad ISPRA che provvederà alla verifica ed alla eventuale proposta di modifica.

**Tabella 12 – Metodi di misura degli inquinanti nelle acque**

Parametro	Metodo	Descrizione del metodo
BOD <sub>5</sub>	US EPA Method 405.1, Standard Method (S.M.) 5210 B Metodo APAT – IRSA 5120 A	Determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni.
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 riflusso chiuso seguita da titolazione o da misura colorimetrica alla lunghezza d'onda di 600 nm
Idrocarburi Totali	US EPA Method 418.1 Metodo APAT-IRSA 5160 A2	Estrazione con 1,1,2-triclorotrifluoroetano ed acqua. L'estratto è analizzato con spettrometro IR. L'area del picco nell'intervallo 3015-2080 cm <sup>-1</sup> è utilizzata per la quantificazione dopo costruzione curva di taratura con soluzioni di riferimento.
Materiali Grossolani	Tab. 1 DGR 09/06/2003 n.1053	
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.
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.
Temperatura (misura continua)	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 15	
NH <sub>3</sub>	US EPA Method 350.2, S.M. 4500 – NH <sub>3</sub> , 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.
MTBE/ETBE	US EPA Method 602	Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con





**ISPRA**  
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

		HCl pH<2.
Oli e Grassi	US EPA Method 1664A; Metodo APAT-IRSA 5160 A	Estrazione con solvente (esano) e metodo gravimetrico di analisi.
Fosforo totale	EPA Method 365.3; Metodo APAT-IRSA 4110 A2	Trasformazione di tutti i composti del fosforo, a ortofosfati mediante mineralizzazione acida con persolfato di potassio. Gli ioni ortofosfato vengono quindi fatti reagire con il molibdato d'ammonio ed il potassio antimonil tartrato, in ambiente acido, in modo da formare un eteropoliacido che viene ridotto con acido ascorbico a blu di molibdeno, la cui assorbanza viene misurata alla lunghezza di d'onda di 882 nm.
Ferro	EPA Method 236.2 ;Metodo APAT-IRSA 3160 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite.
Nichel	US EPA Method 249.2 Metodo APAT-IRSA 3220 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite.
Rame	US EPA Method 220.2; Metodo APAT-IRSA 3250 B	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite
IPA	Metodo ISPRA-IRSA 5080	Determinazione quantitativa di alcuni tra i principali idrocarburi policiclici aromatici in campioni di acque potabili, di falda , superficiali e di scarico 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.
Cloro attivo libero	Metodo ISPRA-IRSA 4080	Titolazione argento metrica, mercurimetrica e potenziometrica.
Fosforo totale	Metodo ISPRA-IRSA 4110	Ortofosfati e fosforo totale.
Coliformi Totali	ISPRA-IRSA 7010 parte B	Questo metodo permette di contare il numero delle colonie cresciute su una membrana posta su terreno colturale agarizzato.

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 deve essere almeno semestrale con risultati nel Rapporto con cadenza annuale.

### **7. ATTIVITÀ DI QA/QC**

Tutte le attività di laboratorio, siano esse interne ovvero affidate a terzi, devono essere svolte in strutture accreditate per le specifiche operazioni di interesse.

All'atto del primo rilascio di AIA è fatto obbligo al Gestore che decide di utilizzare servizi di laboratorio esterni di ricorrere a laboratori dotati di sistema di Gestione della Qualità certificato secondo lo schema ISO 9000.



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Qualora il Gestore utilizzi strutture interne, è concesso un anno di tempo dalla data di rilascio dell'AIA per l'adozione di un Sistema di Gestione della Qualità certificato secondo lo schema ISO9000.

### Misure di laboratorio

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 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 2 anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sui campioni.

### Sistema di monitoraggio in continuo (SMC)

Il Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni ai camini deve essere conforme alla **Norma UNI EN 14181:2005** - Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici.

In accordo al predetto standard, le procedure di assicurazione di qualità delle misure includono le fasi seguenti.

- Calibrazione e validazione delle misure (QAL2)
- Test di verifica annuale (AST)
- Verifica ordinaria dell'assicurazione di qualità (QAL3).

Le validazioni delle misure debbono essere realizzate almeno ad ogni rinnovo della licenza da un organismo accreditato dall'Ente di Controllo (o dallo stesso Ente). Il test di sorveglianza annuale sarà realizzato da un laboratorio accreditato sotto la supervisione di un rappresentante dell'Ente di Controllo. La verifica durante il normale funzionamento dell'impianto sarà realizzata sotto la responsabilità del Gestore. Tutta la strumentazione sarà mantenuta in accordo alle prescrizioni del costruttore e sarà tenuto un registro elettronico delle manutenzioni eseguite sugli strumenti, sul sistema di acquisizione dati e sulle linee di campionamento.

Tutte 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.

**Tabella 13 - Caratteristiche della strumentazione per misure 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%



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

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 %	

### *Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi*

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.

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

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 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 (pressione, flusso, temperatura ecc) e la firma 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, oltre a firmare il registro di laboratorio.

### *Analisi delle acque in laboratorio*

Il laboratorio effettuerà secondo le tabelle seguenti i controlli di qualità interni in relazione alle sostanze determinate.

ANALITI INORGANICI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco per il metodo	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni

METALLI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco per la digestione	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno ogni quindici campioni; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni

ANALITI ORGANICI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco di trasporto	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno per tipo analisi; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Aggiunta su matrice	Uno ogni sei campioni
Controllo con standard	Uno per tipo di analisi

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.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nel laboratorio per un periodo non inferiore a 2 anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sul campione.

### *Campionamenti delle acque*

Il laboratorio organizzerà una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando che le apparecchiature siano sottoposte a manutenzione 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 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 la firma 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, la data e l'ora di arrivo sul registro del laboratorio. Il tecnico firmerà il registro di laboratorio.

Per quanto riguarda le acque di falda le attività di campionamento saranno conformi a quanto previsto nell'Allegato 2 al Titolo V, Parte Quarta del D.Lgs. 152/06.

### *Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità*

La strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica fiscale dovrà essere operata secondo le prescrizioni riportate nel presente piano di monitoraggio e controllo e sarà sottoposta a verifica da parte dell'Ente di Controllo secondo le stesse procedure adottate nel presente piano.

Il Gestore dovrà conservare un rapporto informatizzato di tutte le operazioni di taratura, verifica della calibrazione ed eventuali manutenzioni eseguite sugli strumenti.

Il rapporto dovrà contenere la data e l'ora dell'intervento (inizio e fine del lavoro), il codice dello strumento, la spiegazione dell'intervento, la descrizione succinta dell'azione eseguita e la firma dal tecnico che ha effettuato il lavoro.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nell'impianto per un periodo non inferiore a due anni, per assicurarne la traccia.

Infine, qualora, per motivi al momento non prevedibili, fosse necessario attuare delle modifiche di processo e/o tecnologiche che cambino la natura della misura e/o la catena di riferibilità del dato allo specifico strumento indicato nel presente piano di monitoraggio dovrà essere data comunicazione preventiva all'Ente di Controllo.

La notifica dovrà essere corredata di una relazione che spieghi le ragioni della variazione del processo/tecnologica, le conseguenze sulla misurazione e le proposte di eventuali alternative. Dovrà essere prodotta, anche, la copia del nuovo PI&D con l'indicazione delle sigle degli strumenti modificate e/o la nuova posizione sulle linee.



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

## *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.

In particolare per il sistema SCR di abbattimento catalitico degli ossidi di azoto (NOx) devono essere registrati i parametri indicati nella Tabella 14 seguente:

**Tabella 14 – Parametri del sistema SCR**

<b>Parametro da misurare</b>	<b>Unità di misura</b>	<b>Frequenza</b>	<b>Modalità di registrazione dei controlli</b>
Tempo di effettivo funzionamento	Ore	Mensile	Registrazione su file
Flusso di NH4 immesso nel condotto fumi	Nm3/h	Oraria (da strumentazione in sala controllo)	
Concentrazione di NH4 immessa nel condotto fumi	Mg/Nm3	Oraria (da strumentazione in sala controllo)	
Quantità (eventuale) di catalizzatore sostituito	tonnellate	Annuale	

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a 10 anni.



**SEZIONE 3 – REPORTING**

**8. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PMC**

Scopo del presente paragrafo è quello di stabilire degli indicatori comuni per consentire all'Ente di Controllo di poter effettuare confronti tra tipologie di impianti omogenei, ferma restando la normativa vigente in merito ai criteri di validazione dei dati come previsto dall'allegato VI alla parte quinta del D.Lgs. 152/06 (Criteri per la Valutazione della conformità dei valori misurati ai valori limite di emissione) con i quali l'Ente di Controllo procederà alle verifiche di conformità.

*Definizioni*

**Limite di quantificazione** è la concentrazione che dà un segnale pari al segnale medio di  $n$  misure replicate del bianco 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)

**Flusso medio giornaliero**, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue 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).

**Rendimento elettrico medio effettivo**. E' il rapporto tra l'energia elettrica media (**netta**) immessa in rete mensilmente sull'energia prodotta dalla combustione del metano, bruciato nello stesso mese di riferimento. L'energia generata in caldaia è data dal prodotto della quantità di metano 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.

**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:



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

- 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.

### 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

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

$T_{\text{anno}}$  = Tonnellate anno;

$C_{\text{misurato}}$  = Media mensile delle concentrazioni misurate in  $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ;

$F_{\text{misurato}}$  = Media mensile dei flussi in  $\text{Nm}^3/\text{mese}$ ;

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

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

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

$K_{\text{mese}}$  = chilogrammi emessi anno

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

$F_{\text{misurato}}$  = 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.

### Validazione dei dati

La validazione dei dati per la verifica del rispetto dei limiti di emissione deve essere fatta secondo quanto prescritto in Autorizzazione.

In caso di valori anomali deve essere effettuata una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard. Tali dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico all'Autorità Competente.

### Indisponibilità dei dati di monitoraggio

In caso di indisponibilità dei dati di monitoraggio che possa compromettere la realizzazione del Rapporto 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.



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

### *Eventuali non conformità*

In caso di registrazione di valori di emissione non conformi ai valori limite stabiliti nell'Autorizzazione ovvero in caso di non conformità ad altre prescrizioni tecniche deve essere predisposta immediatamente una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard.

Entro 24 ore dal manifestarsi della non conformità, e comunque nel minor tempo possibile, deve essere resa un'informativa dettagliata all'Autorità Competente con le informazioni suddette e la durata prevedibile della non conformità.

Alla conclusione dell'evento il Gestore dovrà dare comunicazione del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo.

Tutti dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico trasmesso all'Autorità Competente.

### *Obbligo di comunicazione 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, di un Rapporto annuale che descriva l'esercizio dell'impianto nell'anno precedente.

I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti:

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

- Nome del Gestore e della società che controlla l'impianto.
- Numero di ore di effettivo funzionamento dei gruppi.
- Rendimento elettrico medio effettivo su base temporale mensile, per ogni gruppo.
- Energia generata in MW<sub>h</sub>, su base temporale settimanale e mensile, per ogni gruppo.

### **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, secondo le modalità stabilite nel seguito, e corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento.

### **Emissioni per l'intero impianto (ognuno dei camini): ARIA**

- Tonnellate emesse per anno NO<sub>x</sub>, CO e tutte le altre sostanze regolamentate nell'autorizzazione in termini di emissioni in aria
- Concentrazione media giornaliera, mensile e quadrimestrale in mg/Nm<sup>3</sup> di NO<sub>x</sub> e CO
- Concentrazione misurata in mg/Nm<sup>3</sup> del COT
- Emissione specifica annuale per MWh di energia generata di NO<sub>x</sub>, CO (in kg/MWhg)
- Emissione specifica annuale per 1000 Sm<sup>3</sup> di metano bruciato di NO<sub>x</sub> e CO (in kg/1000 Sm<sup>3</sup>)
- Numero di avvii e spegnimenti anno





# ISPRA

## *Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

- Emissioni in tonnellate per tutti gli eventi di avvio/spegnimento di NO<sub>x</sub> e CO.

### **Immissioni dovute all' impianto: ARIA**

- Andamento della concentrazione media settimanale e mensile rilevata al suolo per effetto delle campagne monitoraggio, con riferimento all'NO<sub>x</sub>.

### **Emissioni per l'intero impianto: ACQUA**

- Chilogrammi emessi per anno di tutti gli inquinanti regolamentati in acqua.
- Concentrazioni medie mensili di tutti gli inquinanti regolamentati in acqua.
- Emissione specifica annuale, per m<sup>3</sup> di refluo trattato, di tutti gli inquinanti regolamentati al pozzetto di prelievo fiscale.

### **Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI**

- Codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti prodotti nell'anno precedente, loro destino.
- Codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti pericolosi prodotti nell'anno precedente, loro destino.
- Produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/1000 Sm<sup>3</sup> di metano, in kg/1000 Sm<sup>3</sup> di gas di raffineria ed in kg/MWh generato.
- Tonnellate di rifiuti avviate a recupero.
- Criterio di gestione del deposito temporaneo di rifiuti adottato per l'anno in corso.

### **Emissioni per l'intero impianto: RUMORE**

- Risultanze delle campagne di misura al perimetro suddivise in misure diurne e misure notturne.

### **Consumi specifici per MWh generato su base annuale**

- Acqua (m<sup>3</sup>/MWhg), gasolio (kg/MWhg), energia elettrica degli autoconsumi (kWh/MWhg), gas naturale (Sm<sup>3</sup>/MWhg) e gas di raffineria (Sm<sup>3</sup>/MWhg).

### **Eventuali problemi di gestione del piano**

- Indicare le problematiche che afferiscono al periodo di comunicazione.

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

### *Gestione e presentazione dei dati*

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, includendo anche le informazioni relative alla generazione dei dati.

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.

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.



# ISPRA

## *Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

Eventuali dati e documenti disponibili in solo formato cartaceo dovranno essere acquisiti su supporto informatico per la loro archiviazione.

Si ricorda che l'Autorizzazione richiede al Gestore alcune comunicazioni occasionali che accompagnano la trasmissione della prima Comunicazione sull'esito del Piano di Monitoraggio e Controllo. Ad esempio si ricorda che il Gestore deve predisporre un Piano a breve, medio e lungo termine per individuare le misure adeguate affinché sia evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività, ed il sito stesso venga ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale.

Il piano relativo alla cessazione definitiva dell'attività deve essere presentato in occasione della prima trasmissione di una relazione all'AC, in attuazione del presente Piano di Monitoraggio e Controllo.

### 9. QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'ENTE DI CONTROLLO

FASI	GESTORE		ISPRA/ARPA		
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
<b>Consumi</b>					
Materie prime	Controlli alla ricezione	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Risorse idriche	Mensile	Annuale			
Energia	Giornaliero	Annuale			
Combustibili	Giornaliero	Annuale			
<b>Aria</b>					
Emissioni	Continuo Mensile Semestrale Annuale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
<b>Acqua</b>					
Emissioni	Continuo Mensile Trimestrale Semestrale Biennale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Sistemi Depurazione	Mensile	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acque di falda	Semestrale	Annuale	Biennale	Annuale	Annuale
<b>Rumore</b>					
Sorgenti e ricettori	Annuale	Annuale	Triennale	Vedi tabella seguente	Annuale
<b>Rifiuti</b>					
Misure periodiche	Mensile	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
<b>Indicatori di performance</b>					



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

FASI	GESTORE		ISPRA/ARPA		
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
Verifica indicatori	Annuale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale

### Attività a carico dell'Ente di Controllo (previsione)

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

- verifica di conformità dell'impianto alle condizioni di autorizzazione dell'AIA, dopo la comunicazione attivazione dell'impianto;
- 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).

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	FREQUENZA	COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA	TOTALE INTERVENTI NEL PERIODO DI VALIDITÀ DEL PIANO
Visita di controllo in esercizio per verifiche autocontrolli	Annuale	Tutte	4
Valutazione Rapporto	Annuale	Tutte	5
Campionamenti	Annuale	Assistenza alla taratura dello SME. Campionamento in aria dei micro inquinanti (non controllati in continuo) emessi dai camini (a rotazione)	4
	Annuale	Campionamenti in acqua di tutti gli inquinanti regolamentati allo scarico per confronto	4
Analisi campioni	Annuale	Campionamenti in aria di tutti i micro inquinanti (non controllati in continuo) emessi dal camino	4
	Annuale	Campionamenti in acqua di tutti gli inquinanti regolamentati allo scarico per confronto	4



## **10. ADEMPIMENTI DERIVANTI DAL RECEPIMENTO DELLE DISPOSIZIONI DEL PARERE DI VIA**

Trattandosi di nuovo impianto sottoposto alla normativa in materia di valutazione d'impatto ambientale, le informazioni o conclusioni pertinenti risultanti dall'applicazione di tale normativa sono state prese in considerazione per il rilascio dell'autorizzazione.

Si veda pertanto quanto riportato nel Parere istruttorio AIA.

Si precisa che le prescrizioni della VIA seguono un proprio iter di attuazione.

## **11. COMMISSIONING**

Per la fase di Commissioning, dopo la realizzazione dell'impianto dovranno essere verificate le funzionalità dell'impianto stesso con registrazione dei parametri di funzionamento e misura degli inquinanti emessi in aria, come da Tabella 13 'Parametri del Sistema SCR', con registrazione su file e con attenzione ai composti intermedi (Pirrolo, Piridina, ecc.).

Per la Sezione 2 da 60 GWe tali verifiche andranno effettuate sia nelle modalità di 'Puro Recupero' che di 'Post Combustione', sia durante i transitori.

Nella fase di Commissioning, dopo la realizzazione dell'impianto, per entrambi i Generatori di Vapore a Recupero 1 e 2, dovranno essere verificate anche le concentrazioni di HCHO, COT, PCDD e PCDF come misura conoscitiva, con campionamento manuale ed analisi di laboratorio e registrazione su file dei risultati.

Per gli elettrodotti di adduzione della corrente elettrica ad alta tensione fino alla stazione di collegamento alla rete elettrica nazionale, al fine di verificare l'effettiva esposizione ai campi elettromagnetici, dovrà essere prevista una attività di monitoraggio articolata secondo due principali fasi temporali:

- indagine *ante operam* (prima dell'esercizio), durante la quale saranno misurati i valori di campo elettromagnetico di fondo, orientata a fornire un quadro aggiornato della situazione elettromagnetica delle aree e dei punti critici, tale da permettere il confronto con la situazione dell'ambiente nella fase di esercizio;
- indagine in fase di esercizio, finalizzata alla verifica all'acquisizione dei dati di campo necessari a verificare il rispetto dei limiti normativi.

Per quanto riguarda le metodiche di misura, si fa riferimento alle indicazioni contenute nella norma CEI 211-6 del 2001 che fornisce indicazioni sulle grandezze da misurare e sulle sorgenti di campo, nonché sulla strumentazione (principi di funzionamento, caratteristiche, taratura) e sulla procedura di esecuzione delle misure.

In via preliminare, nell'ambito dei rilievi il Gestore dovrà acquisire come grandezze di interesse il valore efficace del campo elettrico (kV/m) e il valore efficace dell'induzione magnetica ( $\mu$ T) e con riferimento al campo elettrico e all'induzione magnetica, dovrà misurare nel tempo i valori efficaci, le componenti, i valori minimo e massimo per consentire la verifica ai sensi della Legge Quadro n. 36 del 22.2.2001 e del DPCM 8.7.2003 e s.m.i.