



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

Modifica dell'autorizzazione integrata ambientale rilasciata con decreto DVA-DEC-2010-470 del 2/08/2010 per l'esercizio dell'impianto di combustione a ciclo combinato a gassificazione integrata (IGCC), gestito dalla società API Raffineria di Ancona S.p.A. sito nel Comune di Falconara Marittima (AN).

VISTO il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante "Norme in materia ambientale";

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 del 25 settembre 2007, n. 153, di costituzione e funzionamento della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

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;

VISTA la direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 24 novembre 2010, relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento);



VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 33, del 17 febbraio 2012, di modifica della composizione della Commissione istruttoria AIA-IPPC e del Nucleo di coordinamento della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

VISTO il decreto legislativo 4 marzo 2014, n. 46, recante "Attuazione della direttiva 2010/75/UE relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento)";

VISTA l'autorizzazione integrata ambientale (AIA) di cui al decreto n. DVA-DEC-2010-470 del 2 agosto 2010, rilasciata dal Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare alla società API Raffineria di Ancona S.p.A. (nel seguito indicata come il Gestore) sita nel Comune di Falconara Marittima (AN);

VISTA l'istanza presentata con nota prot. n. 168/14 del 18 febbraio 2014 dalla Società API Raffineria di Ancona S.p.A. per la modifica del ciclo combinato CCPP a gas naturale;

VISTA la nota prot. n. DVA-2014-6265 del 7 marzo 2014 con la quale la competente Direzione generale del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ha avviato il procedimento;

VISTA la nota prot. n. 651/15 del 22 luglio 2015, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 23 luglio 2015, al n. DVA-2015-19360, con la quale il Gestore comunica il completamento dei lavori di modifica dell'alimentazione da syngas a metano e che l'impianto verrà messo in conservazione temporanea fino al 30/06/2016;

VISTA la nota prot. n. CIPPC-00-2015-1792 del 29 settembre 2015 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio conclusivo relativo alla richiesta di modifica presentata dal Gestore;

VISTA la nota prot. n. 43713 del 5 ottobre 2015, con la quale l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale ha trasmesso il piano di monitoraggio e controllo aggiornato;

VISTA la nota prot. n. 930/15 del 28 ottobre 2015, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 30 ottobre 2015, al n. DVA-2015-27191, con la quale il Gestore ha trasmesso alcune richieste di chiarimenti relativamente al parere istruttorio prot. CIPPC-00-2015-1792 del 29 settembre 2015;

VISTO il verbale conclusivo della seduta del 29 ottobre 2015 della Conferenza dei servizi, convocata ai sensi dell'articolo 29^{quater}, comma 5, del



WHP

decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, trasmesso ai partecipanti con nota prot. n. DVA-2015-27288 del 30 ottobre 2015;

VISTA la nota prot. n. CIPPC-00-2015-2137 del 9 novembre 2015 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio conclusivo aggiornato alla luce delle determinazioni definite in sede di Conferenza dei servizi del 29 ottobre 2015;

VISTA la nota prot. 50285 del 9 novembre 2015, con la quale l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale ha trasmesso il piano di monitoraggio e controllo, aggiornato alla luce delle determinazioni definite in sede di Conferenza dei servizi del 29 ottobre 2015;

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;

RILEVATO che 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, non sono pervenute osservazioni del pubblico relative all'autorizzazione all'esercizio dell'impianto;

FATTI SALVI gli obblighi ricollegabili alla ubicazione dell'impianto all'interno del SIN di "Falconara Marittima", nonché di quelli connessi ai provvedimenti emessi nell'ambito del procedimento di bonifica e risanamento ambientale attivato per il sito in questione;

VISTA la nota prot. n. DVA-4RI-00-2015-261 del 13 novembre 2015, con la quale il responsabile del procedimento, ai sensi dell'art. 6, comma 1, lettera e) della legge 7 agosto 1990, n. 241 e s.m.i. ha trasmesso gli atti istruttori ai fini dell'adozione del provvedimento finale;

DECRETA

il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare DVA-DEC-2010-470 del 2 agosto 2010, recante l'autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio dell'impianto di combustione a ciclo combinato a gassificazione integrata (IGCC) sito nel Comune di Falconara Marittima (AN), gestito dalla società API Raffineria di Ancona S.p.A., con sede legale in via Flaminia n. 685 - 60015 Falconara Marittima (AN), è aggiornato con le modifiche di cui al parere istruttorio reso con nota prot. n. CIPPC-00-2015-2137 del 9 novembre 2015 dalla competente



Commissione istruttoria AIA-IPPC, e al relativo piano di monitoraggio e controllo reso con nota prot. 50285 del 9 novembre 2015 dall'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, che costituiscono parte integrante del presente decreto.

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 pubblico sulla Gazzetta ufficiale.

Gian Luca Galeotti





*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 - D.G. Valutazioni e Autorizzazioni Ambientali
E.prot DVA - 2015 - 0028180 del 10/11/2015

CIPPC-00-2015-0002137

del 09/11/2015

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

Pratica N.:

Ref. Mittente:

OGGETTO: Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda di AIA presentata da API Raffineria di Falconara Marittima (AN) impianto ex IGCC - Procedimento di modifica ID 17/720

In allegato alla presente, ai sensi dell'art. 6 comma 1 lettera b del Decr. 153/07 del Ministero dell' Ambiente relativo al funzionamento della Commissione, si trasmette il Parere Istruttorio Conclusivo aggiornato secondo le osservazioni condivise dalla Conferenza di Servizi tenutasi in data 29/10/2015.



Il Presidente f.f. della Commissione IPPC
Prof. Armando Brath

All. c.s.



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO

Modifica del Decreto autorizzativo DVA-DEC-2011-0000470 del 02/08/2010
dell'impianto di combustione a ciclo combinato a gassificazione integrata (IGCC), gestito
dalla Raffineria di Ancona S.p.A. sito nel comune di Falconara Marittima (AN)

“sostituzione dell'alimentazione da Syngas a Gas Naturale”

(id. MATTM-DVA 17/720)

Gestore	API Raffineria di Ancona S.p.A.
Località	Falconara Marittima (AN)
Gruppo Istruttore	Paolo Ceci - referente
	Marcello Iocca
	David Roettgen
	David Piccinini – Regione Marche
	Alessandro Inzerilli – Provincia di Ancona
	Giovanna Badiali – Comune di Falconara M.ma



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

- Vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC 00-2012-000270 del 23 aprile 2012, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale della Soc. API Energia, proprietaria dell'impianto IGCC gestito dalla Soc. API Raffineria di Ancona S.p.A. – impianto combinato IGCC di Falconara M.ma (AN) al Gruppo Istruttore così costituito:
 - o Paolo Ceci - Referente GI;
 - o Marcello Iocca;
 - o David Roettgen;
 - o Rocco Simone.
- Preso atto delle dimissioni rassegnate dall'ing. Rocco Simone quale membro della Commissione IPPC (prot. CIPPC-00-2015-0001637 del 07/09/2015);
- Preso atto che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) sono stati nominati, ai sensi dell'art. 5, comma 9, del decreto legislativo n. 59 del 2005, i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali:
 - o David Piccinini – Regione Marche;
 - o Alessandro Inzerilli– Provincia di Ancona;
 - o Giovanna Badiali – Comune di Falconara Marittima.
- Vista la nota del MATTM U.prot. DVA-2014-0006265 del 07/03/2014 avente ad oggetto “*Api Energia S.p.A. Impianto IGCC - Comunicazione di avvio del procedimento ai sensi degli artt. 7 e 8 della Legge 241/90, ai sensi del D.Lgs. 152/06 come modificato dal D.Lgs. 128/10, relativamente alla modifica di Autorizzazione Integrata Ambientale. (ID 17-720)*”, acquisita dalla Commissione con prot. CIPPC-00-2014-0000564 del 10/03/2014, con cui si trasmettevano la comunicazione del Gestore del 18/02/2014, prot. 168/14.
- Visto il parere istruttorio allegato al Decreto di autorizzazione all'esercizio DVA-DEC-2010-000470 del 02/08/2010 dell'impianto IGCC di Falconara Marittima (AN) e successive modifiche ed integrazioni intestato alla Soc. API Raffineria di Ancona S.p.A..
- Vista la nota del Gestore del 27/12/2012, prot. 1364/12, acquisita agli atti del MATTM con E.prot. DVA-2013-0000530 del 09/01/2013, con cui comunicava la variazione transitoria dell'assetto degli impianti per l'anno 2013, ovvero la fermata per motivi tecnici sia dell'impianto IGCC che del connesso ciclo di raffinazione, precisando peraltro che durante tale fermata, previo ottenimento delle previste autorizzazioni, avrebbe proceduto alla modifica dell'alimentazione, da Syngas a Gas Naturale, del ciclo combinato CCPP dell'impianto IGCC.
- Visti i contenuti della relazione istruttoria (RI) predisposta da ISPRA il 07/07/2015, avente prot. n. 30156 del 08/07/2015, acquisita dalla Commissione con prot. CIPPC-00-2015-0001316 del 13/07/2015.



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

- Vista la nota del Gestore del 22/07/2015, prot. 651/15, acquisita agli atti del MATTM con E.prot. DVA-2015-0019360 del 23/07/2015 e dalla Commissione con prot. CIPPC-00-2015-0001491 del 06/08/2015, con cui comunicava che il ciclo combinato CCPP oggetto dell'istanza id. 17/720:
 - è stato realizzato;
 - *“non entrerà al momento in esercizio definitivo” e che lo stesso verrà “messo in conservazione temporanea fino al 30/06/2016”;*
- il Gestore ha altresì comunicato il *“mantenimento in esercizio della caldaia ausiliaria”* per la produzione del vapore necessario ai fabbisogni del sito industriale.
- Viste le pertinenti disposizioni in materia di autorizzazione integrata ambientale contenute nel D.Lgs. 152/2006 e s.m.i..
- Vista l'e-mail di trasmissione della RI predisposta da ISPRA inviata per osservazioni in data 14/07/2015 dalla segreteria IPPC al Gruppo Istruttore avente prot. n. CIPPC-00-2015-0001331 del 15/07/2015 comprendente i relativi allegati circa gli esiti della consultazione.
- Vista l'e-mail di trasmissione del Parere Istruttorio inviata per approvazione in data 24/07/2015 dalla segreteria IPPC al Gruppo Istruttore avente prot. n. CIPPC-00-2015-0001400 del 24/07/2015, nonché il sollecito del 07/09/2015 (prot. n. CIPPC-00-2015-0001640) comprendente i relativi allegati circa l'approvazione.
- Visto il verbale della Conferenza dei Servizi tenutasi il giorno 29 ottobre 2015, U.prot. DVA-2015-0027288 del 30/10/2015, nonché gli atti ivi richiamati ed allegati, acquisito dalla Commissione con prot. CIPPC-00-2015-0002111 del 05/11/2015

Considerato
in merito l'istanza 17/720

- che il Gestore, con nota del 18/02/2014, prot. 168/14, ha comunicato che a seguito della risoluzione della “Convenzione CIP 6/92”, che disciplinava la cessione dell'energia elettrica prodotta alla Rete di Trasmissione Nazionale, il proprietario dell'impianto (API Energia S.p.A.) ha presentato istanza di Autorizzazione Unica ai sensi della L. 55/02, per la modifica dell'alimentazione da Syngas a Gas Naturale del ciclo combinato (CCPP), e la conseguente messa fuori esercizio della sezione di gassificazione (SMPP) dell'IGCC, in quanto non più necessaria per la produzione del Syngas (autorizzazione rilasciata con Decreto MiSE n.55012014 del 07/02/2014);
- che il Gestore, con nota del 18/02/2014, prot. 168/14, ha comunicato di aver richiesto ed ottenuto, con provvedimento U.prot. DVA-2013-0009060 del 18/04/2013, parere di esclusione dalla procedura di Valutazione di impatto Ambientale, il quale tra l'altro prevede:



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

1. per le emissioni al camino E26A della centrale turbogas si prescrive un limite di emissioni:

- di 35 mg/Nmc per NOx raggiungibile con i bruciatori di nuova tecnologia (AEV Burners) e il sistema DeNOX attualmente in funzione.
- 0,5 mg/Nmc per le polveri.

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

Sono fatte salve eventuali diverse determinazioni in ordine ai valori limite di emissione da definirsi in sede di aggiornamento dell'Autorizzazione Integrata Ambientale.

- che il Gestore, con nota del 18/02/2014, prot. 168/14, ha presentato istanza per "modifica non sostanziale" per la modifica dell'alimentazione da Syngas a Gas Naturale del ciclo combinato (CCPP) dell'impianto IGCC;
- che il Decreto di autorizzazione all'esercizio DVA-DEC-2010-000470 del 02/08/2010 dell'impianto IGCC di Falconara Marittima (AN) e s.m.i. prevede che debbano essere rispettati i seguenti VLE:

Parametro	Limite di bolla (mg/Nm ³)	Limite prescritto (ton/anno)
	*	**
SO ₂	50	300
NO _x	65	650
Polveri	5	30
CO	50	325

* tenore di O₂ espresso su base secca
** limiti in massa da rispettare se il Gestore del complesso Raffineria e del complesso IGCC non è rappresentato dal medesimo soggetto giuridico e l'esercizio annuale di ciascun impianto è inferiore al 50% della massima capacità produttiva annuale di ciascun impianto

- che il Decreto di autorizzazione all'esercizio DVA-DEC-2010-000470 del 02/08/2010 dell'impianto IGCC di Falconara Marittima (AN) e s.m.i. prevede che "fintanto che il Gestore del complesso Raffineria "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" il Gestore deve rispettare anche specifici limiti massici, espressi come sommatoria dei valori massici dei due complessi produttivi:

Parametro	VLE (ton/anno)
SO ₂	1'400
NO _x	972
Polveri	(70) 56 *
CO	(400) 300 **

* 56 ton/anno dopo 24 mesi dal rilascio dell'AIA
** da raggiungere dopo 18 mesi dal rilascio dell'AIA, a seguito di specifico studio



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

analoga prescrizione è inoltre prevista del parere istruttorio allegato al Decreto di autorizzazione all'esercizio DVA-DEC-2011-0000028 del 30/01/2011 della Centrale a Ciclo combinato da 580 MWe gestita da API Raffineria di Ancona S.p.A. e s.m.i. (pag. 69);

- che il Gestore, con la nota del 18/02/2014, prot. 168/14, ha trasmesso l'aggiornamento delle schede di cui al DM 07/02/2007, da cui tra l'altro risulta:
- una riduzione delle materie prime consumate (in particolare non verranno più utilizzati Syngas, gasolio e olio combustibile – quest'ultimo sarà utilizzato solo in caso di emergenza per la caldaia ausiliaria; il Gas naturale verrà approvvigionato dalla rete SNAM, con un flusso stimato di 178'723 tonn/anno);
 - una riduzione del consumo delle risorse idriche; il consumo di acqua grezza passerà da 2'277'600 m³/anno a 1'226'400 m³/anno;
 - una riduzione della potenza termica (da complessivi 581 MWt a 330 MWt), a fronte del mantenimento della potenza elettrica nominale (339'300 kVA); unitamente ad una riduzione del consumo complessivo di energia (da complessivi 440'742 MWh a 49'817 MWh) nonché, in relazione al normale esercizio:
 - la riduzione dell'energia termica prodotta dalla Turbogas da 2'572'890 MWh a 1'660'450 MWh;
 - la riduzione dell'energia termica prodotta dalla Caldaia ausiliaria da 562'981 MWh a 380'075 MWh;
 - la riduzione dell'energia elettrica prodotta dalla Turbogas da 1'582'930 MWh a 651'580 MWh;
 - la riduzione dell'energia elettrica prodotta dalla Turbina a Vapore da 799'790 MWh a 447'698 MWh;
 - la messa fuori esercizio del camino E26C e la riduzione delle portate in uscita dal camino E26A, in relazione all'eliminazione delle emissioni provenienti dall'impianto SMPP di gassificazione del Syngas;
 - l'invarianza delle caratteristiche geometriche dei camini E26A ed E26B;
 - l'invarianza delle emissioni non convogliate;
 - l'eliminazione dello scarico idrico SF-IGCC-3, e la riduzione dei reflui inviati all'impianto TAS di raffineria per il trattamento;
 - la cessazione della produzione dei rifiuti legati all'impianto SMPP, ed in particolare dei fanghi residui della gassificazione, e invarianza della modalità di gestione e stoccaggio dei rifiuti;



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

- una riduzione complessiva delle emissioni acustiche, verranno messe fuori servizio le sorgenti di rumore legate all'impianto SMPP e verranno installate alcune apparecchiature asservite alla nuova unità di trattamento del Gas Naturale (FGTS) dell'impianto CCPP;
- l'invarianza di emissioni potenzialmente odorigene;
- che il Gestore, con la nota del 18/02/2014, prot. 168/14, ha comunicato che la quota di idrocarburi pesanti, proveniente dal ciclo di Raffineria e non più inviata a gassificazione, sarà destinata a produzioni già presenti in raffineria, ovvero bitumi, prodotti di cui API è già uno dei principali attori del mercato italiano, e oli combustibili per mercato interno e/o per l'esportazione. Il ciclo di raffineria non subirà pertanto alcuna modifica, così come il relativo scenario emissivo autorizzato;
- che il parere istruttorio allegato al Decreto di autorizzazione all'esercizio DVA-DEC-2010-000470 del 02/08/2010 dell'impianto IGCC di Falconara Marittima (AN) e s.m.i. al paragrafo 8.2 "Emissioni in aria" (pag. 48) riporta che:
 - *la portata complessiva dei fumi per l'intero complesso IGCC risulta essere per l'87% ascrivibile alla portata del camino principale (camino A – E26A ndr), per il 12% alla portata del camino della caldaia ausiliaria (camino B – E26B ndr) e per l'1% alla portata del camino del post combustore (camino C – E26C ndr);*
- che il Gestore, con la nota del 18/02/2014, prot. 168/14, ha dichiarato che nell'assetto *post operam* la marcia della Sezione CCPP sarà modulata in funzione della richiesta di energia elettrica proveniente dalla rete di trasmissione nazionale con marcia al massimo carico nelle ore diurne (in cui vi è maggiore richiesta di EE dalla rete) e marcia al minimo carico per la sola alimentazione di energia elettrica e vapore della raffineria API nelle ore notturne e nei weekend (periodi di minor richiesta di EE dalla rete), e non più al massimo carico con marcia continuativa sulle 24 ore. In particolare, nella situazione futura si prevede il seguente assetto di normale esercizio:
 - 2'000 ore annue di marcia al massimo carico (*Base Load*);
 - 6'600 ore annue di marcia al minimo carico (*Min Load*);
 - 160 ore annue di fermata per manutenzione;
- che il Gestore, con la nota del 18/02/2014, prot. 168/14, ha dichiarato che la caldaia ausiliaria non subirà modifiche ed è continuamente tenuta in esercizio per poter avere rapidamente la piena disponibilità – e ridurre i tempi necessari a raggiungere il massimo carico – in caso di elevati picchi di prelievo da parte della Raffineria;
- quanto evidenziato da ISPRA nella relazione istruttoria (RI) predisposta da ISPRA il 07/07/2015, avente prot. n. 30156 del 08/07/2015, acquisita dalla Commissione con prot. CIPPC-00-2015-0001316 del 13/07/2015;



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

- che, come chiarito dal Gestore con nota del 22/07/2015, prot. 651/15, la proprietà dell'impianto IGCC è passata da API Energia S.p.A. ad API Anonima Petroli Italiana S.p.A., ma che il Gestore rimane API Raffineria di Ancona S.p.A.;
- che il Gestore, con la nota del 18/02/2014, prot. 168/14, ha dichiarato che le attrezzature di processo della Sezione SMPP sono già state bonificate e messe in conservazione per una successiva alienazione;
- che, come chiarito dal Gestore con nota del 22/07/2015, prot. 651/15 l'impianto oggetto dell'istanza id. 17/720 *"non entrerà al momento in esercizio definitivo"* e che lo stesso verrà *"messo in conservazione temporanea fino al 30/06/2016"*;
- che con nota prot. 1065/14 del 29/12/2014 il Gestore ha dichiarato che la modifica impiantistica era in fase di completamento e che nei primi mesi del 2015 avrebbero avuto luogo le prove di funzionamento e le attività di *commissioning*, e che se dai test fossero emerse emissioni non conformi ai VLE di cui all'allegato II alla parte V del D.Lgs. 152/206 (come modificato dal D.Lgs. 46/2014), non conformità per altro non previste, avrebbe provveduto ad attuare gli accorgimenti necessari per assicurarne il rispetto dal 1° gennaio 2016;
- che il Gestore, con nota del 18/02/2014, prot. 168/14, ha comunicato tra l'altro l'avvenuto versamento di € 2'000,00, quale tariffa per il procedimento id. 17/720;

**Considerato
inoltre**

- che le dichiarazioni rese dal Gestore costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e successive modifiche ed integrazioni, presupposto di fatto essenziale per il rilascio del presente parere istruttorio conclusivo e le condizioni e prescrizioni ivi contenute. La non veridicità, falsa rappresentazione o l'incompletezza delle informazioni fornite nelle dichiarazioni rese dal Gestore possono comportare, a giudizio dell'autorità competente, un riesame del presente parere, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti;
- che restano a carico del Gestore, che è tenuto a rispettarle, tutte le prescrizioni e i valori limiti di cui al Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale DVA-DEC-2010-000470 del 02/08/2010 e s.m.i. come integrate dal presente parere, nonché gli obblighi di cui al D.Lgs. 152/2006, come da ultimo modificato dal D.Lgs. 46/2014;
- che 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 diverse dall'Autorizzazione Integrata Ambientale;
- quanto previsto, in capo all'Autorità di Controllo (ISPRA), in materia di controllo del rispetto



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

delle condizioni delle autorizzazioni integrate ambientali dall'art. 29-*decies* del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.;

- che a partire dal 1° gennaio 2016, dovranno essere rispettati i limiti e gli obblighi imposti dal D.Lgs. 46/2014;
- che, ai sensi dell'articolo 29-*octies*, comma 3, lettera a) del D.Lgs. 152/2006, il Decreto di autorizzazione all'esercizio della Raffineria API di Falconara Marittima (AN) dovrà essere assoggettata a Riesame a seguito dell'emanazione delle *BATConclusion* di cui alla Decisione di esecuzione della Commissione europea 2014/738/UE del 09/10/2014;

il Gruppo Istruttore
ritiene

1. che la modifica proposta - "*Sostituzione dell'alimentazione da Syngas a Gas Naturale*" [id. 17/720] - sia accoglibile alle seguenti condizioni:
 - a. per l'alimentazione della turbina a gas è ammesso l'utilizzo del solo gas naturale; per l'alimentazione della caldaia ausiliaria è ammesso l'uso di *fuel gas*, ed in mancanza di questo di gas naturale - in caso di emergenza potrà essere utilizzato olio combustibile per periodi limitati di tempo;
 - b. il Gestore dovrà rispettare i seguenti VLE:

E26A - HRSG				
portata [Nm ³ /h]	Parametro	Concentrazione [mg/Nm ³]	Tenore di O ₂ su base secca	Rif.
1'359'729	SO ₂	---	---	il BRef on <i>Large Combustion Plants</i> (ed. 2006) considera le emissioni trascurabili per alimentazione a gas naturale, e comunque << 10 mg/Nm ³
	NO _x	35 ⁽¹⁾	15	Esc. VIA 9060/2010
	Polveri	0,5	15	Esc. VIA 9060/2010
	CO	50	15	Dec. AIA n. 470/2010
E26B - Caldaia Ausiliaria ASG da 44,5 MWt				
325'848	SO ₂	35 ⁽²⁾	3	(3)
	NO _x	65	15	Dec. AIA n. 470/2010
	Polveri	5 ⁽²⁾	3	(3)
	CO	50	15	Dec. AIA n. 470/2010

(1) Per un periodo di 12 mesi dalla messa in funzione dell'impianto, durante la fase di messa a punto dello stesso, si ammette una deroga ai valori sopra riportati per le emissioni di NO_x sino a un valore massimo di 50 mg/Nm³;

(2) Il VLE si considera rispettato se viene utilizzato metano o GPL;

(3) Punto 1.3, Parte III, Allegato I della Parte V del D.Lgs. 152/2006.



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

Il Monitoraggio delle emissioni dal camino E26A dovrà comprendere anche le emissioni di SO₂ (il gestore in sede di istanza ha dichiarato un'emissione di 10,2 mg/Nm³), i risultati del monitoraggio sono comunicati trimestralmente all'Autorità di Controllo, che, se del caso, segnalerà all'Autorità Competente la necessità di procedere al riesame dell'autorizzazione.

- c. sono confermate tutte le altre prescrizioni contenute nel Decreto di autorizzazione all'esercizio DVA-DEC-2010-000470 del 02/08/2010, pertinenti al nuovo assetto impiantistico, in particolare gli scarichi SF-IGCC-1 e SF-IGCC-2 debbono rispettare i limiti di emissione previsti dalla tabella 3, allegato 5 alla parte III del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.;
 - d. a partire dal 1° gennaio 2016, dovranno essere rispettati (ove maggiormente restrittivi) i limiti e gli obblighi imposti dal D.Lgs. 46/2014;
 - e. prima del riavvio degli impianti "in conservazione" il Gestore dovrà presentare domanda di riesame dell'autorizzazione all'esercizio;
 - f. gli impianti messi fuori esercizio dovranno essere oggetto di specifiche operazioni di pulizia, protezione passiva e messa in sicurezza;
2. le prescrizioni congiunte con la Raffineria API di Falconara Marittima (AN), nonché il riassetto di quelle connesse con la mancata fornitura degli Idrocarburi pesanti per la gassificazione all'ex impianto IGCC, saranno oggetto di specifiche modifiche nell'ambito del riesame del Decreto di autorizzazione all'esercizio della Raffineria stessa, disposto ai sensi dell'articolo 29-octies, comma 3, lettera a) del D.Lgs. 152/2006, per l'applicazione delle *BATConclusion* di cui alla Decisione di esecuzione della Commissione europea 2014/738/UE del 09/10/2014;
3. che la tariffa versata sia congrua.

Restano a carico del Gestore, che è tenuto a rispettarle, tutte le prescrizioni dei Decreti di autorizzazione all'esercizio del sito industriale di Falconara M.ma (Raffineria, IGCC, CTE), nei diversi assetti produttivi, ovvero dei Decreti AIA prot. n. DVA-DEC-2010-0000167 del 19/04/2010, prot. n. DVA-DEC-2010-0000470 del 02/08/2010, e prot. n. DVA-DEC-2011-0000028 del 31/01/2011, laddove pertinenti.

In relazione a quanto sopra si ritiene inoltre che il Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) allegato al Decreto di autorizzazione all'esercizio DVA-DEC-2010-000470 del 02/08/2010 dell'impianto IGCC di Falconara Marittima (AN) e s.m.i., debba intendersi modificato, oltre che nei riferimenti documentali, come segue; ed il PMC allegato al citato Decreto debba essere aggiornato di conseguenza.



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

A. Dopo il capitolo 6 "Assetto produttivo futuro" è aggiunto il seguente capitolo 6-bis "Nuovo assetto impiantistico".

6-bis Nuovo assetto impiantistico

Il nuovo assetto impiantistico prevede la modifica dell'alimentazione da Syngas a Gas Naturale del ciclo combinato (CCPP) e la conseguente messa fuori servizio sezione di gassificazione (SMPP).

Nella nuova configurazione la Sezione CCPP verrà alimentata con Gas Naturale prelevato dalla rete SNAM e opererà producendo energia elettrica sia per il fabbisogno del sito sia in base alla richiesta del mercato.

I fumi di scarico della turbina verranno utilizzati in una caldaia a recupero di calore (HRSG) per produrre vapore da inviare alla Turbina a Vapore operante in ciclo combinato.

Il vapore necessario alle attività di raffinazione verrà fornito dalla caldaia ausiliaria (ASG) che non subirà modifiche e manterrà l'assetto impiantistico.

La quota di energia elettrica che eccederà il fabbisogno della raffineria sarà inviata alla sottostazione elettrica di consegna a 132 kV ed immessa nelle Rete di Trasmissione Nazionale.

La nuova Sezione CCPP sarà costituita dalle Unità principali, con l'attuale denominazione, illustrate nella Tabella successiva.

UNITÀ	DESCRIZIONE
SEZIONE COGENERAZIONE IN CICLO COMBINATO E UNITÀ AUSILIARIE	
9000	Gas Turbine (Turbina a Gas), FGTS e Gruppo di misura fiscale
9100	Feedwater Tank-Deaerator (Degasatore), Heat Recovery Steam Generator (HRSG - Caldaia a Recupero), DeNOx system (Sistema catalitico di abbattimento NOx), Auxiliary Steam Generator (ASG Caldaia Ausiliaria)
9200	Steam Turbine (Turbina a Vapore), Water & Steam Cycle (Circuiti acqua e vapore)
8700	Condensate Treatment (Additivazione acqua di alimento caldaie), Electrochlorination (Sistema di clorazione acqua mare)
8800	Demi water (Produzione acqua demineralizzata e stoccaggio)
9300	Sea Water Intake and Cooling System (Sistema acqua mare e raffreddamento)
UNITÀ AUSILIARIE DEL SITO INDUSTRIALE	
7400	Fuel oil distribution (Sistema di distribuzione olio combustibile, <i>emergency fuel</i>)
7500	Fuel gas distribution (Sistema di distribuzione gas di raffineria)
7600	Instrument and Plant air distribution (Sistema di distribuzione aria strumenti e servizi)
7700	Nitrogen distribution (Sistema di distribuzione azoto)
7900	Electrical systems (Rete distribuzione elettrica)
9400	Fire fighting system and potable water (Rete antincendio e acqua potabile)
9500	Oily/Clean drains system (Sistema drenaggi)
9600	Sewer system (Rete di fogna)
9800	Flare system header (Collettori di raccolta scarichi in torcia)



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

UNITÀ 9000 – TURBINA GAS/ SISTEMA DI MISURA E TRATTAMENTO GAS NATURALE

L'Unità è costituita dall'esistente turbina a gas modello GT13E2 MBTU, realizzata da Alstom, e dai relativi sistemi ausiliari; il progetto prevede che la GT venga modificata e riportata alla configurazione "standard" delle turbine a Metano Alstom.

La turbina a gas convertita (GT – Gas Turbine) sarà dotata di un numero di bruciatori inferiore all'attuale (da 72 a 48), del tipo a premiscelazione a basso livello di emissione di NOx (AEV – Advanced Environmental Burner). Nelle Normali Condizioni Operative (NOC, temperatura ambiente 20°C) la GT sarà in grado di produrre una potenza elettrica pari a 150,9 MW, processando circa 32,5 t/h di Gas Naturale.

Descrizione di processo

Il Gas Naturale verrà preventivamente inviato alla FGTS (Fuel Gas Treatment Station) che avrà il compito di effettuare un pretrattamento del Gas Naturale in ingresso al ciclo combinato.

Il sistema FGTS verrà installato su una platea esistente e si svilupperà su una superficie complessiva di circa 350 m2. Il gas dopo aver attraversato un'ulteriore sezione di filtrazione fine, verrà misurato in portata mediante uno strumento a turbina e poi inviato ai bruciatori della GT dove verrà miscelato con l'aria comburente proveniente dal gruppo di filtraggio a 4 stadi di filtrazione (demister, coalescenti, prefiltri a tasche, pannelli ad alta efficienza).

Al fine di ridurre il valore di minimo tecnico della GT nella nuova configurazione, senza compromettere il livello di emissioni, verrà inserito un sistema di preriscaldamento dell'aria (air pre-heater system) che permetterà di innalzare, se necessario, la temperatura dell'aria comburente fino a 50°C.

Il sistema consisterà in 8 moduli di scambio a tubi alettati dislocati all'ingresso del filtro dell'aria. Un'apposita pompa (una seconda pompa è tenuta in stand-by) farà circolare nei moduli, in configurazione a circuito chiuso, una miscela di acqua demineralizzata e glicole (25% in volume), quest'ultimo utilizzato come antigelo. L'acqua verrà riscaldata fino alla temperatura necessaria mediante uno scambiatore alimentato con vapore di bassa pressione (Heating Condenser). Una valvola di controllo regolerà la pressione del vapore in funzione del calore richiesto, mentre una seconda valvola di controllo regolerà il livello dell'acqua nello scambiatore. L'aria verrà poi compressa fino alla pressione necessaria dal compressore calettato sull'albero della turbina stessa.

Il sistema di alimento della GT verrà quindi modificato dalle apparecchiature sopracitate, mentre non si prevedono modifiche per le successive apparecchiature del ciclo combinato. In particolare, come già ora avviene, i gas di combustione si espanderanno nella turbina e quindi verranno inviati alla Caldaia a Recupero (Unità 9100) per la produzione di vapore a tre differenti livelli di pressione (alta, media e bassa).

L'energia elettrica che verrà prodotta nella nuova configurazione nell'Unità 9000 dal generatore accoppiato alla turbina potrà quindi essere inviata alla sottostazione elettrica di consegna a 132kV e modulata in funzione delle richieste orarie della rete di trasmissione nazionale.

Descrizione FGTS

Il Sistema di trattamento denominato Fuel Gas Treatment Station (FGTS) sarà composto dalle seguenti apparecchiature:



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

- *due filtri coalescenti con all'ingresso un separatore dotato di deflettore (BafflePlate/Coalescer Vessel), per la rimozione di trascinamenti di liquidi/condense eventualmente presenti nel gas. Le apparecchiature sono dimensionate ciascuna per il 100% della portata di Gas Naturale prevista e verranno gestite una in servizio, l'altra in stand-by. Il liquido accumulato all'interno delle apparecchiature, miscelato a gas idrocarburici, verrà all'occorrenza drenato;*
- *due scambiatori a fascio tubiero ad acqua calda (Dew Point heaters), uno in servizio, l'altro in stand-by), per far sì che la temperatura del gas sia mantenuta al di sopra del punto di rugiada dopo la successiva fase di depressurizzazione;*
- *due sistemi per la riduzione e regolazione della pressione del gas (Pressure Reducing Station, uno in servizio, l'altro in stand-by). Ciascun sistema sarà composto da un regolatore di pressione principale calibrato al valore di pressione richiesto in ingresso alla GT (minimo 29 barg), da un secondo controllore di pressione di back-up calibrato ad un valore di pressione superiore al primo, e da una valvola di isolamento in caso di sovrappressione.*

Gruppo Turbina a Gas – Generatore Elettrico

Il progetto prevede che la Turbina a gas (GT) venga riportata alla configurazione "standard" delle turbine a Metano Alstom. Ciò richiederà la sostituzione completa di diversi componenti. La turbina a gas sarà costituita essenzialmente dai seguenti componenti:

- *compressore aria comburente;*
- *camera di combustione dotata di 48 bruciatori a bassa emissione (di tipo AEV – Advanced Enviromental Burners);*
- *turbina a 5 stadi;*
- *rotore e cuscinetti di sostentamento;*
- *generatore ed eccitatore.*

Il controllo dei parametri di funzionamento di tutti i componenti verrà realizzato tramite un sistema dedicato EGATROL interfacciato con il sistema DCS dell'attuale Impianto IGCC.

Il generatore elettrico Alstom da 221,9 MVA accoppiato alla turbina tramite un albero di rinvio non verrà modificato rispetto alla configurazione precedente. Il generatore è di tipo sincrono a due poli e tre fasi, è raffreddato ad aria ed è dotato di sistemi combinati di avviamento e di eccitazione Startex. Il Convertitore Statico di Frequenza (SFC) permette inoltre l'utilizzo del generatore come motore per consentire l'avviamento della GT.

L'energia elettrica prodotta è poi elevata da 15,75 kV a 132 kV dal trasformatore di Step-up e verrà quindi inviata alla sottostazione elettrica di consegna.

UNITÀ 9100 – CALDAIA A RECUPERO, DEGASATORE, SISTEMA CATALITICO PER ABBATTIMENTO NOx e CO, CALDAIA AUSILIARIA

L'Unità 9100 è costituita principalmente dalla Caldaia a Recupero (HRSG – Heat Recovery Steam



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

Generator) e dalla Caldaia Ausiliaria (ASG – Auxiliary Steam Generator).

L'Unità continuerà ad avere lo scopo di produrre il vapore necessario alle utenze della CCPP e della Raffineria, recuperando il calore dai gas di combustione della turbina a gas. Il vapore in eccesso verrà sfruttato per generare energia elettrica nella GT.

Caldaia a Recupero

La struttura della caldaia a recupero (HRSG) non verrà modificata dagli interventi in progetto, fatta eccezione per l'installazione dei pannelli del catalizzatore CO. Questa infatti sfrutta i fumi di combustione uscenti dalla Turbina per la produzione di vapore surriscaldato a tre livelli di pressione:

- *Alta pressione HP (99,7 bara – 489°C);*
- *Media pressione IP (17,5 bara – 491°C);*
- *Bassa pressione LP (4,8 bara – 170°C).*

La caldaia è di tipo orizzontale a circolazione naturale. La produzione di vapore è condotta recuperando il calore residuo dai gas di combustione uscenti dalla turbina a gas. Il vapore HP in uscita dai banchi surriscaldatori della caldaia è inviato alla prima immissione della ST. Il vapore IP è surriscaldato ed inviato alla terza immissione della ST. Il vapore LP, infine, è surriscaldato ed inviato alla quarta immissione della ST e, in caso di necessità, al collettore di bassa pressione della raffineria.

La pressione dei tre livelli di vapore è controllata tramite le regolatrici di ingresso (immissione) alla turbina a vapore. In caso di disservizio, fermata o avviamento della ST, le pressioni sono controllate tramite le rispettive regolatrici di by-pass della ST.

Sistema acqua di alimento

Tale sistema non è interessato da interventi di modifica. Sia nella configurazione attuale che in quella futura due pompe (una titolare ed una di riserva) di tipo verticale hanno il compito di trasferire in continuo il condensato dal condensatore della turbina a vapore al degasatore TK-9110. Il condensato è utilizzato come fluido di condensazione dei vapori/gas estratti dal condensatore tramite gli eiettori J-9220 e J-9230 (uno in servizio, l'altro in riserva), quindi è preriscaldato nello scambiatore E-9210 con vapore a bassa pressione prelevato all'uscita della ST ed inviato al degasatore.

Il reintegro dell'acqua di alimento caldaia necessario a sopperire sia il blow-down delle caldaie sia il condensato non recuperato (vapore inviato alla Raffineria) è realizzato con acqua demineralizzata proveniente dalla Unità 8800.

L'acqua di alimento caldaia deve essere preriscaldata fino a 94°C per evitare fenomeni di condensazione acida nell'economizzatore a bassa temperatura della caldaia. Pertanto al degasatore sono alimentati anche l'acqua di ricircolo dall'economizzatore LP e vapore a bassissima pressione (1,4 bara) prelevato dalla ST allo scopo di degasare il condensato ed incrementarne la temperatura. Qualora il vapore della ST non fosse sufficiente (come nel caso, di marcia della ST a carico ridotto), questo può essere integrato con vapore direttamente dal collettore a 4,5 bar.

Dal degasatore l'acqua è inviata alla Caldaia a Recupero tramite due pompe per acqua ad alta pressione e altre due pompe per acqua a pressione bassa/intermedia. La Caldaia Ausiliaria è invece alimentata mediante tre pompe dedicate.



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

Impianto DeNOx per l'abbattimento degli NOx (esistente) e catalizzatore (nuovo) CO

All'interno della Caldaia di recupero è già presente, un sistema catalitico (DeNOx) per l'eventuale ulteriore riduzione delle emissioni degli ossidi di azoto nei fumi evacuati al camino, ove necessaria. Tale sistema prevede l'iniezione di una soluzione ammoniacale (NH₄OH) mediante un'apposita griglia posizionata in una sezione opportuna della caldaia; il pacco catalitico, posto a valle, provoca l'abbattimento degli ossidi di azoto.

Il sistema si compone di due parti principali:

- *sistema di ricezione, stoccaggio ed iniezione dell'Ammoniaca in soluzione acquosa (inferiore al 25% in peso);*
- *sistema di riduzione mediante catalizzatore (SCR-Selective Catalytic Reduction).*

La soluzione ammoniacale viene caricata tramite tubo flessibile per caduta direttamente nel serbatoio di stoccaggio. Questo è di tipo cilindrico orizzontale, progettato per essere esercito alla pressione di vapore dell'NH₃ alle condizioni ambientali del sito. Dal serbatoio la soluzione è inviata tramite pompe alla linea di ricircolo di una parte dei gas di scarico, dove evapora per effetto del calore dei gas prima di essere miscelato ed inviato alla griglia di iniezione.

Nella realizzazione del presente progetto è prevista l'installazione nella caldaia di un catalizzatore per l'ossidazione del CO (CO catalyst), avente la funzione di mantenere entro i limiti le emissioni di monossido di carbonio quando la GT è in esercizio al minimo carico. Tale sistema sarà costituito da una serie di moduli posizionati a valle di quelli del catalizzatore SCR e da appositi provini sostituibili per il monitoraggio periodico delle condizioni del catalizzatore.

Caldaia Ausiliaria

La Caldaia Ausiliaria (ASG - Auxiliary Steam Generator) ha come scopo principale quello di produrre il vapore necessario ad alimentare le utenze di Raffineria.

Nella realizzazione del progetto la Caldaia Ausiliaria non subirà modifiche. Questa è del tipo a circolazione naturale per la produzione di vapore ad un unico livello di pressione (100 bara - 480°C); l'acqua di alimentazione proviene dallo stesso sistema (degasatore) della Caldaia a Recupero tramite 3 pompe dedicate (al 50% della potenzialità della caldaia).

La caldaia è dotata di 4 bruciatori. Il combustibile di normale alimentazione è il gas di raffineria (fuel gas), mentre in particolari condizioni di funzionamento è possibile bruciare olio combustibile (fuel oil). La caldaia è inoltre provvista di due ventilatori per aria comburente (ciascuno al 100% della capacità) e di un sistema di preriscaldamento dell'olio combustibile con le relative pompe.

Tutti i principali controlli della caldaia (livello nel corpo cilindrico, temperatura del vapore, rapporto aria/fuel) sono realizzati automaticamente. La caldaia è continuamente tenuta in esercizio per poter avere rapidamente la piena disponibilità - e ridurre i tempi necessari a raggiungere il massimo carico - in caso di elevati picchi di prelievo da parte della Raffineria, e continuerà a svolgere lo stesso ruolo nella nuova configurazione dell'Impianto.

Nelle normali condizioni operative il vapore prodotto può essere inviato sia alla Raffineria (come avviene in via preferenziale), sia alla turbina a vapore nella sezione ad alta pressione, soprattutto per



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

preriscaldare la macchina quando la turbina a gas è ferma.

UNITÀ 9200 – TURBINA A VAPORE, WATER & STEAM CYCLE

L'Unità è costituita dalla Turbina a Vapore (ST – Steam Turbine, progetto di Ansaldo Energia) e dall'insieme dei circuiti per la distribuzione dell'acqua di alimento alle caldaie ed ai sistemi di attemperamento e del vapore alle utenze del ciclo combinato e della Raffineria. La turbina a vapore ed i relativi componenti non subiranno modifiche, e continueranno ad operare secondo i processi descritti di seguito.

Turbina a Vapore

La turbina a vapore è del tipo tandem a condensazione, con un unico rotore e due sezioni:

- *Alta pressione;*
- *Bassa pressione a doppio flusso.*

La sezione di alta pressione della turbina è dotata di tre immissioni di vapore ed una estrazione: nella prima e nella seconda immissione entra il vapore di alta pressione (circa 100 bar) proveniente rispettivamente dalla HRSG e dalla Caldaia Ausiliaria. Nella terza immissione è addizionato il vapore di media pressione (circa 17 bar) proveniente dall'HRSG. A valle di questa il vapore può essere estratto ad una pressione di 10 bar per essere immesso nella rete MS.

All'uscita della sezione di alta pressione il vapore è addizionato con il vapore LP prodotto dall'HRSG ed è inviato alla sezione di bassa pressione tramite la quarta immissione di vapore. Nella sezione di bassa pressione sono presenti altre due estrazioni, che forniscono vapore per il preriscaldamento del condensato nello scambiatore E-9210 e per il degasatore TK-9110. Il vapore uscente dalla palettatura di bassa pressione è infine inviato al condensatore raffreddato con acqua di mare e rimesso in circolo.

Il controllo della turbina, sia in marcia normale che durante le fasi di avviamento e fermata, è effettuato tramite un sistema automatico elettroidraulico (TURBOTROL). Le funzioni di controllo sono realizzate elettronicamente mentre gli attuatori delle varie valvole sono messi in azione idraulicamente. La parte principale del sistema è costituita dal controllo di velocità durante le fasi di avviamento e fermata della turbina, che sono condotte completamente in automatico.

Il generatore elettrico Alstom da 117,3 MVA è accoppiato alla turbina tramite un albero di rinvio. Il generatore è di tipo sincrono a due poli e tre fasi, è raffreddato ad aria ed è dotato di Unità di eccitazione.

Il raffreddamento del generatore è condotto tramite un sistema chiuso aria-acqua. L'aria calda è raffreddata in un gruppo di quattro scambiatori in cui circola l'acqua di raffreddamento del circuito chiuso. L'eccitatore è posizionato sul lato opposto dell'accoppiamento dell'albero.

L'energia elettrica prodotta è poi elevata da 15,75 kV a 132 kV dal trasformatore di Step-up verrà inviata alla sottostazione elettrica di consegna.



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

Ciclo vapore agli utenti di Raffineria

La Raffineria preleva vapore a tre livelli di pressione:

- *Alta pressione HS (42 bar – 420°C);*
- *Media pressione MS (9,5 bar – 270°C);*
- *Bassa pressione LS (4 bar – 165°C).*

Nella nuova configurazione il vapore HS, laminato e desurriscaldato a partire dal vapore prodotto a 100 bar, verrà fornito preferenzialmente dalla Caldaia Ausiliaria. Rimarrà però la possibilità di fornire il vapore HS anche laminando vapore prodotto dalla HRSG.

La laminazione alla rete a 42 bar è realizzata tramite due linee operanti in regolazione split-range: la prima è utilizzata per richieste comprese tra 300 e 7.000 kg/h, la seconda per richieste comprese tra 7.000 e 140.000 kg/h. Il vapore laminato è anche desurriscaldato tramite iniezione di acqua demi sotto controllo di temperatura.

Il vapore MS verrà normalmente fornito laminando parte del vapore HS dalla rete a 42 bar previo desurriscaldamento con iniezione di acqua demi. Come detto in precedenza, sarà comunque possibile integrare la rete MS con vapore proveniente da una estrazione a 10 bar della turbina a vapore.

Anche il vapore LS proverrà normalmente da vapore HS laminato dalla rete a 42 bar e desurriscaldato con iniezione di acqua demi. Rimarrà la possibilità di prelevare vapore LS direttamente dall'HRSG.

Sistema di drenaggio

I drenaggi esterni del ciclo acqua/vapore sono raccolti in un collettore dedicato ed inviati al separatore atmosferico GI-9210. La miscela condensato/vapore espande e si separa. Il vapore è scaricato direttamente in atmosfera, il condensato è trasferito, tramite pompe, alla vasca di drenaggio del Clean Drains System (9500 – Sistema di raccolta acque oleose o pulite).

I drenaggi interni alla ST sono inviati alla camera di flash del condensatore e quindi rimessi in circolo nell'acqua di alimento caldaie.

La caldaia HRSG e la Caldaia Ausiliaria dispongono ciascuna di un recipiente per la raccolta degli spurghi dei corpi cilindrici (serbatoio di blow down). Il serbatoio raccoglie gli scarichi di blow down (continui ed intermittenti) dai corpi cilindrici HP, IP e LP per l'HRSG, HP per la Caldaia Ausiliaria. Il vapore è scaricato in atmosfera, mentre il condensato è scaricato per gravità nella vasca di drenaggio del Clean Drains System (9500 – Sistema di raccolta acque oleose o pulite).

Dal Clean Drains System le condense sono poi inviate alle torri di raffreddamento della Raffineria.

UNITÀ 8700 – ADDITIVAZIONE ACQUA ALIMENTO CALDAIE E CLORAZIONE ACQUA MARE

L'Unità 8700 ha lo scopo di produrre gli additivi chimici da miscelare all'acqua di alimento, e di provvedere alla clorazione dell'acqua mare di raffreddamento. Questa Unità manterrà le sue funzioni e la sua configurazione anche dopo la conversione del ciclo combinato a Gas Naturale.

Nella Sezione di additivazione dell'acqua di alimentazione caldaie si provvede alla produzione delle





Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

soluzioni dei vari additivi chimici da miscelare all'acqua inviata alle caldaie.

La caldaia HRSG, la caldaia ausiliaria e gli stream principali del ciclo acqua/vapore sono infatti provvisti di un sistema di campionamento e di analizzatori in linea per la verifica della qualità dell'acqua e del vapore. Le principali caratteristiche dell'acqua e del vapore sono mantenute costanti mediante opportuno dosaggio di additivi. In particolare, nei corpi cilindrici delle caldaie viene iniettata una soluzione a base di fosfato trisodico per il controllo della corrosione interna, mentre al degasatore viene immesso un deossigenante, per eliminare ogni traccia di gas disciolto, ed un alcalinizzante a base di ammoniaca, per alzare il pH.

La Sezione di clorazione acqua mare provvede alla produzione di una soluzione di Ipoclorito di Sodio ad una concentrazione non superiore a 0,2 mg/l¹ restituita al corpo ricettore ricevente. L'Ipoclorito è ottenuto mediante elettrolisi dell'acqua mare; l'elettrolizzatore è composto da quattro moduli costituiti a loro volta da piastre anodiche alternate a piastre catodiche, alimentate a corrente continua.

La soluzione di Ipoclorito di Sodio è immagazzinata in un serbatoio di stoccaggio (TK-9361) da 100 m³ di capacità, dal quale è poi iniettata in modo continuo, tramite pompe, nel sistema di circolazione acqua mare, in modo da controllare lo sviluppo di incrostazioni di origine organica nelle tubazioni e nelle apparecchiature interessate.

Durante il normale esercizio, all'interno degli elettrolizzatori si ha anche la formazione di idrossidi insolubili, bicarbonati e carbonati che danno luogo a depositi sulle piastre del pacco elettrolitico. Per tale motivo la superficie degli elettrodi deve essere periodicamente lavata con Acido Cloridrico con concentrazione compresa tra il 3% e il 5%. L'acido è stoccato nel serbatoio TK-9362 da 3 m³ di capacità.

UNITÀ 8800 – PRODUZIONE ACQUA DEMINERALIZZATA

Questa Unità, nella nuova configurazione dell'Impianto continuerà a produrre acqua demineralizzata che verrà utilizzata sia all'interno della Sezione CCPP che della Raffineria.

L'Unità è costituita da tre linee gemelle aventi ciascuna capacità di produzione netta pari a 130 m³/h, di cui normalmente due sono in produzione e la terza è in riserva o in rigenerazione. Per i picchi di richiesta di acqua demi è possibile la marcia con tre linee contemporaneamente.

L'acqua di alimentazione alle linee demi oltre che dalla sezione 8700, proviene da pozzi di messa in sicurezza d'emergenza, previo trattamento nell'Impianto TAF (Trattamento Acque di Falda) della raffineria API². E' previsto che rimanga, comunque, presente l'assetto originario, già autorizzato, di alimentazione con acque provenienti da pozzi di raffineria e Vallato del Molino, che verrà utilizzato solo in caso di necessità e che quindi a regime ha portata nulla.

Per garantire la qualità dell'acqua richiesta dalla CCPP (conducibilità <0,2 µS/cm), ciascuna linea di produzione dispone di un letto di resine cationiche, un letto di resine anioniche ed un letto misto.

¹ Limite da ridurre a 0,15 mg/l entro l'11/07/2013 (Accordo tra Regione Marche e Gruppo api Reg.Int,N. 15.807)

² L'Impianto TAF effettua il trattamento delle acque di falda emunte dai pozzi della barriera idraulica finalizzata alla messa in sicurezza d'emergenza del sito (D.M.471/99 e successive modifiche)



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

Nell'assetto di marcia normale dell'Impianto l'acqua di alimentazione attraversa il letto di resine cationiche, dove avviene la rimozione degli ioni Calcio, Magnesio e Sodio, ed è quindi inviata alla Torre di decarbonatazione, comune alle tre Unità, per lo stripping della CO₂ gassosa. Dal Decarbonatore l'acqua è inviata tramite pompe al letto di resine anioniche, dove avviene la rimozione dei radicali degli acidi (Cloruri, Solfati e Nitrati) e della Silice. L'acqua uscente dal letto anionico è inviata al letto misto per eliminare le ultime tracce di sali e Silice.

L'acqua demineralizzata uscente dal letto misto è inviata allo stoccaggio comune del complesso CCPP/Raffineria, costituito dai due serbatoi TK-8871 e TK-8872 di capacità pari a 5.000 m³ ciascuno, e da qui è poi inviata agli utilizzatori della CCPP (mediante tre pompe in parallelo) ed a quelli della Raffineria (tramite altre due pompe in parallelo).

L'avviamento e la fermata delle linee di produzione è fissato in base al livello dei due serbatoi di stoccaggio, mentre l'esclusione di una linea per rigenerazione è effettuata automaticamente per raggiungimento di un tempo prefissato o per elevata conducibilità dell'acqua in uscita.

La rigenerazione delle resine è condotta con Acido Cloridrico (per le resine cationiche) e con Soda Caustica (per le resine anioniche). Il sistema di rigenerazione è comune per le tre linee ed è del tipo "in controcorrente"; la rigenerazione può essere condotta sia in modo automatico che manuale.

L'Acido Cloridrico al 30% e la Soda Caustica al 50% sono stoccati nei rispettivi serbatoi (uno da 63 m³ di capacità utile per l'acido ed un altro da 33 m³ per la soda) dai quali sono inviati ai rispettivi letti da rigenerare tramite pompe volumetriche. Entrambi sono diluiti con acqua demineralizzata fino alla concentrazione del 3% per l'acido e del 5% per la soda.

La rigenerazione dei letti misti è condotta in modo analogo ai letti cationici ed anionici prevedendo però anche un insufflaggio con aria per favorire la stratificazione delle resine.

L'effluente della rigenerazione è raccolto in una vasca comune di neutralizzazione. L'acido e la soda necessari alla neutralizzazione sono dosati automaticamente controllando il pH tramite un analizzatore in continuo installato in prossimità della pompa di trasferimento. Una volta neutralizzato, l'effluente viene quindi trasferito, tramite pompe, al pozzetto di scarico per poi essere immesso nell'attiguo fiume Esino.

UNITÀ 9300 – SISTEMA ACQUA MARE

L'Unità 9300 avrà lo scopo di raffreddare, come nell'attuale configurazione mediante acqua di mare, le seguenti utenze:

- *condensatore della Turbina a Vapore (Unità 9100);*
- *acqua del sistema di raffreddamento a circuito chiuso della Sezione di Cogenerazione, costituito da due refrigeranti ad acqua di mare che raffreddano l'acqua demi inviata, in circuito chiuso, ai refrigeranti di varie utenze della CCPP.*

Non verranno invece più servite le utenze legate alla Sezione SMPP che verrà messa fuori servizio.

In nessuna delle utenze sopra citate, l'acqua di mare entra in contatto diretto con sostanze inquinanti o può essere inquinata a seguito di eventuali disservizi.



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

Il sistema ha una capacità di design di 36.000 m³/h. L'acqua di mare è prelevata a circa 1000 m dalla costa tramite due tubazioni e raccolta in un sistema di vasche e canali di filtrazione; all'imbocco di ciascuna tubazione è installato un filtro a maglia per trattenere i corpi grossolani.

Il sistema di filtrazione è costituito da due canali, ciascuno con una griglia a barre (FD-9301A/B) e filtro rotante a maglia (FD-9302A/B). la griglia a barre ha lo scopo di rimuovere detriti presenti nell'acqua di dimensioni superiori a 50 mm; il successivo filtro rotante trattiene i materiali di dimensioni superiori a 4 mm.

Entrambi i sistemi di filtrazione dispongono di un sistema automatico per la rimozione dei detriti accumulati. La pulizia delle griglie a barre è condotta meccanicamente tramite un rastrello che scorre periodicamente tra le barre; la pulizia dei filtri rotanti è condotta tramite lavaggio con acqua spruzzata sulla maglia in modo da rimuovere i detriti. L'acqua di lavaggio è prelevata dal bacino di aspirazione delle pompe di circolazione tramite due pompe dedicate (una titolare ed una di riserva). I materiali rimossi da entrambi i sistemi sono raccolti per la successiva rimozione periodica.

Dopo la filtrazione, l'acqua, da entrambi i canali, è raccolta in una vasca da cui aspirano tre pompe di circolazione alle utenze (P-9301A/B/C). Le pompe sono di tipo verticale ad elica, ciascuna di capacità pari a 18.000 m³/h, di cui due in marcia ed una di riserva. L'acqua è poi immessa nel collettore di mandata pompe per raggiungere la Sezione di Cogenerazione (Condensatore ST e Sistema di raffreddamento a circuito chiuso CCPP).

L'acqua mare di ritorno dalle utenze è inviata ad una vasca di raccolta denominata "SiphonPit" da cui parte una tubazione che scarica l'acqua a circa 500 m dalla costa e la cui parte terminale è costituita da più diffusori per limitare la velocità di efflusso. Il SiphonPit è suddiviso in due sezioni delimitate da uno stramazzo.

Un sistema di saracinesche (Stoplog) opportunamente disposte permette di sezionare parte dei circuiti per effettuare la manutenzione della attrezzature e dei canali/vasche.

L'iniezione di Ipoclorito di Sodio, prodotto dalla sezione di clorazione acqua mare dell'Unità 8700, avviene sulle bocche di aspirazione a mare. È anche possibile iniettare la soluzione di Ipoclorito anche direttamente a monte delle griglie a barre, al fine di mantenere un minimo tasso di Cloro attivo nell'acqua alle utenze per evitare la proliferazione di organismi marini all'interno delle tubazioni, delle apparecchiature di scambio termico e dei canali/vasche.

L'Unità è completata da un sistema di monitoraggio dei principali parametri, tra cui:

- *temperatura dell'acqua mare di scarico;*
- *differenza di temperatura tra prelievo e scarico dell'acqua mare;*
- *incremento di temperatura nel corpo ricettore (mare), misurato entro un raggio di 1000 m dallo scarico;*
- *contenuto di Cloro attivo residuo nell'acqua mare di scarico.*

La temperatura dell'acqua allo scarico è controllata mediante termoresistenze poste nel Siphon Pit, mentre la temperatura dell'acqua prelevata dal mare è misurata tramite termoresistenze collocate in ciascun canale di filtrazione. L'incremento di temperatura nel corpo ricettore è misurato mediante 3 sensori di temperatura fissati ciascuno su pali infissi in mare aperto attorno ai diffusori di scarico (alla



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

opportuna distanza) e che trasmettono il segnale per mezzo di collegamento wireless ad un PC dedicato. La concentrazione di Cloro attivo residuo, infine, è misurata nel SiphonPit in prossimità della tubazione che adduce al mare mediante idoneo analizzatore.

PRINCIPALI DATI E NOTIZIE SULL'IMPIANTO

Nel presente paragrafo si riportano alcune delle informazioni presentate dal Gestore unitamente all'istanza di modifica (Allegato 4 – Scheda C) relativa al nuovo assetto impiantistico.

Consumi delle materie prime

Rispetto all'assetto precedente (Cfr. par. 5.1) non verranno più utilizzate le seguenti materie prime a seguito della messa fuori esercizio della sezione SMPP:

- *Idrocarburi pesanti per la gassificazione (Carica IGCC);*
- *Gasolio semilavorato o Wash oil (per flussaggio strumenti);*
- *Virgin Naphta (a carbon extraction);*
- *HVGO (high vacuum Gasoil, per flussaggio tenute pompe);*
- *Olio combustibile (S<1%) (a gassificazione in avviamento);*
- *Fuel gas (all'ossidatore termico).*

Inoltre non sarà più necessario l'utilizzo di Gasolio semifinito o Diesel GT per l'avvio della turbina a gas. Il gas naturale verrà alimentato in carica alla turbina a gas ed alla caldaia ausiliaria e non sarà più utilizzato dall'unità di trattamento gas di coda della SMPP. Il fuel gas verrà alimentato in carica alla sola caldaia ausiliaria e non più all'ossidatore termico.

Inoltre rispetto all'assetto attuale non verranno più utilizzati i seguenti chemicals a seguito della messa fuori esercizio della

sezione SMPP:

- *Marlotherm SH;*
- *Solfato ferroso;*
- *Steamate PAS 4440 AMMINA;*
- *Nalco 73360;*
- *Continuum AEC3108;*
- *Corrshield MD 4154;*
- *Philmplus 5K615;*
- *Selexol Solvent;*

e non verranno più utilizzati i seguenti catalizzatori:

- *Catalizzatore G41 P Tablets;*
- *Catalizzatore C-29-2 Estrusion;*
- *Catalizzatore K 306 Spheres.*



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

Nella successiva tabella si riportano le voci (alla capacità produttiva) delle materie prime aggiornata e la stime del quantitativo di gas naturale e fuel gas in alimentazione alla sezione CCPP.

Descrizione	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	N° CAS	Consumo annuo (ton)
Olio combustibile BTZ (alla caldaia aus. in condizioni di emergenza)	Combustibile	CCPP	Liquido	68476-33-5	(*)
Fuel gas (alla caldaia ausiliaria, sostituibile con gas naturale)	Combustibile	CCPP	Gassoso	68476-29-9	27'647
Gas naturale (alla turbina a gas; utilizzabile alla Caldaia aus. in assenza del fuel gas)	Combustibile	CCPP	Gassoso	68410-63-9	178'423 (**)

(*) *Combustibile tecnicamente utilizzabile per il funzionamento della ASG, ma il cui utilizzo è previsto solo in caso di emergenza.*
(**) *Quantitativo stimato nell'assetto di normale esercizio descritto nel documento di istanza.*

Consumi idrici

Il nuovo assetto comporta una riduzione dei consumi idrici di "acqua grezza" in ingresso al demineralizzatore. Non si prevedono invece né modifiche nell'approvvigionamento di acqua potabile ed acqua servizi fornita dalla raffineria, né al sistema acqua di raffreddamento che preleva acqua dal Mare Adriatico.

Nella successiva tabella si riportano le voci (alla capacità produttiva) dei consumi idrici.

Approvvigionamento	Fasi di utilizzo	Utilizzo	Volume totale annuo [m]	Portata oraria di punta [m ³ /h]
Acquedotto Comunale ad uso potabile (tramite rete di distribuzione interna della raffineria)	uffici	Igienico sanitario	Trascurabili (inclusi nella contabilizzazione della raffineria)	--
Altro (Acqua grezza in ingresso al demineralizzatore, fornita dalla raffineria)	CCPP (unità demi)	Industriale Processo	1'226'400 (*)	260 (**)
Altro (acqua servizi per usi diversi dalla demineralizzazione, fornita dalla raffineria)	CCPP	Industriale Processo	Trascurabili (inclusi nella contabilizzazione della raffineria)	--
Mare Adriatico	CCPP	Industriale Raffreddamento	315'360'000	36'000

(*) *Quantitativo stimato nell'assetto di normale esercizio descritto nel documento di istanza.*
(**) *Portata di punta corrispondente alla capacità degli impianti.*

Produzione di Energia

La produzione di energia dell'impianto alla capacità produttiva (Cfr. par. 5.1) con l'attuazione della modifica prevista varierà in funzione dell'assetto di funzionamento del ciclo combinato.



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

In particolare si prevedono le seguenti riduzioni considerando l'assetto di normale esercizio previsto:

- *Riduzione dell'energia termica prodotta dalla Turbogas da 2'572'890 MWh a 1'660'450 MWh;*
- *Riduzione dell'energia termica prodotta dalla Caldaia ausiliaria da 562'981 MWh a 380'075 MWh;*
- *Riduzione dell'energia elettrica prodotta dalla Turbogas da 1'582'930 MWh a 651'580 MWh;*
- *Riduzione dell'energia elettrica prodotta dalla Turbina a Vapore da 799'790 MWh a 447'698 MWh.*

Nella seguente tabella si riporta la stima della produzione alla capacità produttiva: corrispondente all'assetto previsto di normale esercizio descritto nell'istanza di modifica.

Fase	Apparecchiatura	Combustibile utilizzato	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA		
			Potenza termica di combustione (kW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (Raffineria API) (MWh)	Potenza elettrica nominale (kVA)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (Terna) (MWh)
CCPP	1 Turbogas	Gas Metano	285'557	1'660'450	0	222'000	651'580	646'933
CCPP	Turbina a vapore	--	--	--	--	117'300	447'698	443'338
CCPP	Caldaia ausiliaria	Gas di Raffineria	44'448	380'075 (*)	352'411	--	--	--
TOTALE			330'005	2'040'525	352'411	339'300	1'099'278	1'090'271

(*) Quantitativo di energia prodotta nel caso, per necessità operative, l'intero fabbisogno di Raffineria sia supportato dalla ASG

Consumo di Energia

Il nuovo assetto modificherà i consumi di energia precedenti (Cfr. par. 5.1).

In particolare verranno eliminate le utenze elettriche utilizzate nella sezione SMPP (418'695 MWh alla capacità produttiva).

Si prevede di contro un aumento del consumo della sezione CCPP e delle utenze ausiliarie, dovuto alle modifiche impiantistiche della Turbina a gas e all'inserimento di una nuova utenza, ovvero l'Unità di trattamento del Gas Naturale in ingresso alla GT. Consumo che passerà da 10'397 MWh a 49'918 MWh

Fase o gruppi di fasi	Energia termica Consumata (MWh)	Energia elettrica Consumata (MWh)	Prodotto principale	Consumo termico Specifico (kWh/unità)	Consumo elettrico Specifico (kWh/unità)
Produzione Energia (CCPP)	0	46'736	En. Elettrica	0	0,03
Servizi ausiliari	--	3'182	--	--	--
TOTALE	0	49'918	--	--	--



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

Consumo di combustibili

A seguito della modifica, rispetto all'assetto precedente, non verranno più utilizzati i seguenti combustibili:

- Gas di sintesi (Syngas);
- Olio combustibile BTZ (in fase di avviamento della gassificazione);
- Gasolio semifinito (diesel GT);

Rispetto all'assetto autorizzato in particolare non verrà più prodotto il Syngas alimentato al ciclo combinato (2.241.055 t/anno alla capacità produttiva).

Le variazioni ai consumi di combustibile (Cfr. par. 5.1) sono riportate nella seguente tabella.

Combustibile	% S	Consumo Annuo [t]	PCI [kJ/kg]	Energia [MJ]
Gas incondensabili (fuel gas alla caldaia sostituibile con gas naturale)	0,63 %	27'647(*)	50'700	1'401'680'592
Metano	--	178'423	49'550	8'840'869'560

(*) Quantitativo consumato nel caso, per necessità operative, l'intero fabbisogno di Raffineria sia supportato dalla ASG

Fonti di emissioni in atmosfera di tipo convogliato

La modifica proposta prevede:

- la messa fuori servizio del camino E26C;
- la modifica dell'assetto emissivo del camino E26A del quale i dati emissivi previsti sono di seguito riportati;
- nessuna modifica all'assetto emissivo del camino E26B;
- l'invarianza delle caratteristiche geometriche dei camini E26A ed E26B.

I flussi di massa complessivi emessi dall'impianto (camino E26A e camino E26B) nell'assetto di riferimento previsto in fase di progetto (assunto quale capacità produttiva) saranno pari a:

- NO_x: 530,2 t/anno;
- SO₂: 84,1 t/anno;
- CO: 300 (*)³ t/anno;
- PTS: 21 t/anno.

Nelle successiva tabella si riportano i dati relativi al solo camino E26A (alla capacità produttiva - nell'assetto di riferimento previsto in fase di progetto) interessato dalla modifica

³ Flusso di massa di monossido di carbonio come da parere istruttorio in merito alle modifiche non sostanziali presentate: prot. MATTM:DVA - 2013 - 0017681, valore che tiene conto dei possibili assetti marcia che potrebbero rendersi necessari a seguito richiesta di EE da parte della Rete di Trasmissione Nazionale.



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

Camino	Portata (Nm ³ /h)	Inquinanti	Flusso di massa (t/anno)	Concentrazioni emesse (mg/ Nm3) (*)	% O2
	Portata emissiva al Massimo carico				
E26A HRSG	1'359'729	NO _x	443,2	60	15
		SO ₂	63,1	10,2	
		CO	297,4	50	
		PTS	20,6	0,5	

(*) Come da "Provvedimento di esclusione dalla procedura di VIA" prot. MATTM : DVA-2013-0009060. Il valore del parametro NO_x dovrà essere ridotto a 35 mg/Nmc dopo 12 mesi dalla messa in funzione dell'impianto.

Fonti di emissioni in atmosfera di tipo non convogliato

Non sono previste variazioni in termini di emissioni non convogliate rispetto all'assetto precedente (Cfr. par. 5.1).

Scarichi idrici

La modifica prevede l'eliminazione dello scarico interno SF-IGCC-3. Mentre non si prevedono modifiche agli altri scarichi autorizzati SF-IGCC-1 e SF-IGCC-2 (Cfr. par. 5.1). Pertanto l'unica modifica è rappresentata dall'azzeramento delle portate effluenti dallo scarico interno SF-IGCC3 all'impianto TAS di raffineria.

Produzione di rifiuti

La produzione di rifiuti (Cfr. par. 5.1) varierà come da tabella riportata di seguito. Per le tipologie di rifiuto prodotte durante l'esercizio dell'Impianto si prevede la cessazione, legata alla fermata della sezione SMPP, nella produzione delle seguenti categorie:

- *fanghi da filtrazione acque IGCC ("filter cake");*
- *sabbia e ghiaia da FD-8603/B (Filtri a sabbia);*
- *fanghi da serbatoio Soda della Sezione SMPP;*
- *fanghi da pulizia serbatoio TK-8601;*
- *catalizzatori esauriti tipo S-201 da R-8401;*
- *materiale isolante (perlite espansa) Unità 8900.*

In particolare il nuovo assetto prevede l'eliminazione dei fanghi residui dalla gassificazione (filter cake), unico rifiuto di processo precedentemente prodotto.

Per i rifiuti prodotti dalla manutenzione straordinaria si prevedono le seguenti variazioni:

- *produzione di oli esausti utilizzati nell'attuale Sezione SMPP: solo del tipo Lube oil GT;*
- *nessuna variazione nelle altre categorie di rifiuto prodotte dalla manutenzione straordinaria;*

Una quota significativa dei rifiuti prodotti, deriva dalle attività di manutenzione e pertanto può variare di anno in anno indipendentemente dalla capacità produttiva dell'impianto. Per queste tipologie di



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

rifiuti, le quantità riportate rappresentano una stima basata su dati storici e potranno quindi subire delle variazioni.

Cod. CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta (kg)	Fase di provenienza	Stoccaggio	
					Modalità	Destinazione
150203	Prefiltri aria	Solido non polverulento	2000 (*)	CCPP	Cassoni scarrabili, cassonetti, fusti	D15
170603 *	Lana di roccia (coibentazione HRSG)	Solido non polverulento	184	CCPP	Cassoni scarrabili, cassonetti, fusti	D15
190906	Soluzione e fanghi rigenerazione resine demi	Liquido	12400 (**)	CCPP	--	D9
161002	Soluzione acquosa pulizia dei serbatoi Soda dell'Unità Demi (manutenzione ordinaria ogni 5 anni)	Liquido	2'000	CCPP	Autobotti, bulk	D9
060102 *	Acido Cloridrico da pulizia dei serbatoi dell'Unità Demi (manutenzione ordinaria ogni 5 anni)	Liquido	2'000	CCPP	Autobotti, bulk	D9
190901	Rifiuti solidi da filtrazione acqua di mare	Solido polverulento	3'030 (***)	CCPP	Cassoni scarrabili, cassonetti, fusti	D1
160807 *	Catalizzatore DeNOx	Solido polverulento	(****)	CCPP	Cassoni scarrabili, cassonetti, fusti	D9 -D13

(*) *Rifiuti da cartucce filtri GT. quantità prodotte mediamente nel periodo 2008-2011.*
(**) *Quantità media prodotta nel periodo 2008-2011.*
(***) *Quantità media prodotta nel periodo 2008-2011.*
(****) *Quantità fortemente variabile e rifiuto non prodotto tutti gli anni (produzione di 59.000 kg nel 2006 e di 29.000 nel 2009).*

Aree di stoccaggio rifiuti

Non sono previste variazioni in termini di modalità di gestione e stoccaggio dei rifiuti rispetto all'assetto già autorizzato (Cfr. par. 5.1).

Aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi

Con l'attuazione delle modifiche non saranno previste aree di stoccaggio materie prime, prodotti o intermedi asservite all'impianto. Gli unici stoccaggi precedentemente utilizzati erano infatti quelli destinati agli idrocarburi pesanti in carica alla sezione di gassificazione SMPP (Cfr. par. 5.1).

Rumore

La modifica prevede la messa fuori servizio delle sorgenti di rumore legate alla sezione SMPP e l'inserimento di alcune sorgenti legate alla sezione CCPP con una complessiva riduzione del rumore prodotto nello stabilimento.

In particolare, oltre alla nuova condotta di adduzione del Gas Naturale e la nuova cabina di misura fiscale al nuovo punto di rilascio SNAM, è previsto l'inserimento di alcune "nuove" apparecchiature



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.
impianto ex IGCC di Falconara M.ma (AN)

asservite alla nuova unità di trattamento del Gas Naturale denominata FGTS, posizionata a monte della turbina a gas, comprendenti:

- *2 coalescer;*
- *2 dew point heater;*
- *un sistema di regolazione e riduzione di pressione del gas.*

Odori

Non sono previste variazioni in termini di emissioni potenzialmente odorogene rispetto all'assetto precedente (Cfr. par. 5.1).

Altre tipologie di inquinamento

Non sono previste variazioni rispetto all'assetto precedente (Cfr. par. 5.1).

Programma degli interventi di adeguamento

Il Gestore ha comunicato il seguente crono programma:

Attività	Gen 2014	Feb 2014	Mar 2014	Apr 2014	Mag 2014	Giu 2014	Lug 2014	Ago 2014	Set 2014	ott 2014
Conservazione										
Completamenti meccanici										
Posa della condotta del Gas Naturale										
Commissioning e performance test									Riavvio Impianti	
Adeguamento Allaccio SNAM									A cura SNAM	

Il Gestore con nota del 22/07/2015, prot. 651/15, acquisita agli atti del MATTM con E.prot. DVA-2015-0019360 del 23/07/2015, ha comunicato che il ciclo combinato CCPP:

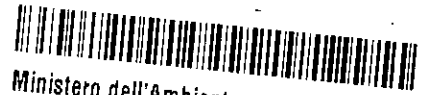
- *è stato realizzato;*
- *“non entrerà al momento in esercizio definitivo” e che lo stesso verrà “messo in conservazione temporanea fino al 30/06/2016”;*

il Gestore ha altresì comunicato il “mantenimento in esercizio della caldaia ausiliaria” per la produzione del vapore necessario ai fabbisogni del sito industriale.

B. Il capitolo 8 “Parere e prescrizioni” si intende integrato e modificato conformemente al presente parere ivi compreso il nuovo capitolo 6-bis’



ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio
del Mare - D.G. Valutazioni e Autorizzazioni Ambie

050283 E prot DVA 2015-0028170 del 10/11/2015

09 NOV. 2015

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

**OGGETTO: Trasmissione Piano di Monitoraggio e Controllo della domanda di AIA
presentata da API Raffineria di Ancona S.p.A. - Impianto combinato IGCC
Raffineria di Falconara Marittima (AN) - ID 17_720**

In riferimento al Parere Istruttorio Conclusivo relativo all'impianto di cui all'oggetto, prot. CIPPC-00_2015-0002137 del 09/11/2015, in allegato alla presente, ai sensi dell'articolo 29 quater, comma 6 del Decreto Legislativo 152/2006, come modificato dall'articolo 7, comma e) del Decreto Legislativo n. 46 del 4 marzo 2014, si trasmette il Piano di Monitoraggio e Controllo.

Il Responsabile dell'accordo di collaborazione
ISPRA/MATTM sull'attività IPPC
Dott. Claudio Campobasso



All. c.s.



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

**PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO
IMPIANTO IGCC DI API RAFFINERIA DI ANCONA S.P.A.**

GESTORE	API RAFFINERIA DI ANCONA S.P.A.
LOCALITÀ	FALCONARA MARITTIMA (AN)
REFERENTI ISPRA	Ing. Giuseppe Di Marco
DATA DI EMISSIONE	02/10/2015
NUMERO TOTALE DI PAGINE	35



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

INDICE

<i>INDICE</i>	2
<i>PREMESSA</i>	4
Finalità del piano.....	4
Prescrizioni generali di riferimento per l'esecuzione del piano.....	4
Obbligo di esecuzione del piano.....	4
Divieto di miscelazione.....	5
Funzionamento dei sistemi.....	5
Nota alle modifiche apportate al PMC allegato al Decreto AIA.....	5
<i>MONITORAGGIO DEGLI SCARICHI IDRICI</i>	6
Metodi di misura delle acque di scarico.....	7
Campionamenti delle acque di scarico.....	8
<i>MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA</i>	9
EMISSIONI CONVOGLIATE E FUGGITIVE.....	9
Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate.....	14
Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni convogliate di aeriformi.....	17
Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni prelevati da flussi gassosi convogliati.....	18
Disposizioni sulle informazioni da fornire in relazione al metodo di calcolo di inquinanti utilizzati come metodo alternativo alle misure (PEMS predictive emission monitoring system).....	18
Metodi di analisi/misurazione del gas di raffineria.....	19
<i>MONITORAGGIO DEI RIFIUTI</i>	20
<i>MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI</i>	21
Metodo di misura del rumore.....	22
<i>MONITORAGGIO DEI CONSUMI - PRELIEVI IDRICI</i>	22
<i>MONITORAGGIO DEI CONSUMI - CONSUMI ENERGETICI</i>	23
<i>MONITORAGGIO DEI CONSUMI - CONSUMI DI COMBUSTIBILI E CHIMICALS</i>	23
<i>CONTROLLO DI IMPIANTI E APPARECCHIATURE</i>	24
CONTROLLO DELL'IMPIANTO DA PARTE DI ISPRA	26
REPORTING	27
<i>EVENTI ECCEZIONALI</i>	27
<i>INDISPONIBILITA' DEI DATI DI MONITORAGGIO</i>	27
<i>REPORT ANNUALE</i>	27
DEFINIZIONI.....	27
FORMULE DI CALCOLO.....	28
CONTENUTI DEL RAPPORTO ANNUALE.....	29
Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale.....	29
Emissioni per l'intero impianto (ognuno dei camini E26A e E26B): ARIA.....	29
Emissioni per l'intero impianto: ACQUA.....	30
<i>ID17-720 API Energia IGCC- Falconara marittima (AN)- Piano di monitoraggio e controllo_rev2</i>	2



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

Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI	30
Emissioni per l'intero impianto: RUMORE	30
Programma di manutenzione periodica.....	30
Consumi specifici per MWhg generato su base annuale	30
Unità di denitrificazione (SCR)	30
Unità di raffreddamento ad acqua mare	30
Elenco dei malfunzionamenti e degli eventi incidentali	30
Appendice A.....	31
<i>Metodo di stima VOC.....</i>	<i>31</i>
Premessa.....	31
Perdite dalle connessioni, valvole, pompe e compressori.....	31
Perdite dai serbatoi.....	32
Perdite dai sistemi di carico/scarico prodotti petroliferi	33
Emissioni dai forni, sistemi di blowdown e torce	35



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

PREMESSA

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) 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.

Il presente PMC è conforme alle indicazioni della Linea Guida in materia di "Sistemi di Monitoraggio" che costituisce l'Allegato II del Decreto 31 gennaio 2005 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" (Gazzetta Ufficiale n. 135 del 13 Giugno 2005).

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.

Finalità del piano

In attuazione dell'art. 29-sexies, comma 6 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., il presente PMC ha la finalità principale della verifica di conformità dell'esercizio dell'impianto alle condizioni prescritte nell'AIA rilasciata per l'attività IPPC (e non IPPC) dell'impianto in oggetto ed è, pertanto, parte integrante dell'AIA suddetta.

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 e Controllo.



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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.

Funzionamento dei sistemi

Tutti i sistemi di monitoraggio e di campionamento dovranno essere "operabili"¹ 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, si stabilisce inoltre che:

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.

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

Nota alle modifiche apportate al PMC allegato al Decreto AIA

In questo paragrafo vengono riportati i riferimenti da cui sono scaturite le modifiche apportate al PMC allegato al decreto AIA DVA-DEC-2010-0000470 del 2 Agosto 2010.

In particolare, il presente PMC costituisce una versione aggiornata di quello allegato al decreto AIA DVA-DEC-2010-0000470 del 2 Agosto 2010 sulla base del Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) redatto dal Gruppo Istruttore a seguito della richiesta di modifica avanzata da API Energia S.p.A., con nota prot. 168/14 del 18/02/2014 acquisita dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con E.prot DVA-2014-0004687 del 24/02/2014 inerente la realizzazione di interventi necessari per la sostituzione del Syngas di alimentazione al ciclo combinato (CCPP) con Gas naturale (ID 17/720).

¹ 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 (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

MONITORAGGIO DEGLI SCARICHI IDRICI

Gli scarichi attivi e autorizzati sono riportati in Tabella 1.

Tabella 1: Identificazione degli scarichi autorizzati

Scarico	Denominazione corpo idrico ricevente	Latitudine	Longitudine
SF-IGCC-1 (scarico da sistema di raffreddamento acqua mare)	Mare Adriatico	2.389.295,43 Est	4.833.378,51 Nord
SF-IGCC-2 ² (scarico da demineralizzatore)	Foce del fiume Esimo	13,37443° Est	43,64040° Nord

Le acque di scarico devono essere conformi ai limiti di emissione previsti dalla tabella 3 colonna 1 dell'Allegato V alla Parte III del Dlgs 152/06 e s.m.i.

Inoltre, per quanto riguarda lo scarico SF-IGCC-1 il Gestore deve effettuare il monitoraggio dei parametri con le relative frequenze riportate in Tabella 2.

Tabella 2: Monitoraggio dello scarico SF-IGCC-1 acque di condensazione/raffreddamento

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione	Frequenza	Tipo di campione
Sistema di raffreddamento ad un passaggio con acqua di mare					
Pozzetto fiscale SF-IGCC-1 ed arco a 1.000 metri dallo scarico SF-IGCC-1					
		pH	Parametro conoscitivo	Verifica giornaliera con campionamento manuale	Istantaneo
		Temperatura di ingresso e di uscita acque di raffreddamento	Calcolo del ΔT	Misura continua, almeno 12 volte all'ora, della temperatura in ingresso ed in uscita acqua di mare. Il ΔT è calcolato automaticamente.	Le termocoppie posizionate al centro delle condotte di aspirazione e di restituzione acqua di mare

² Il Gestore di tale scarico è API raffineria di Ancona S.p.A.



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

	Carico termico sul corpo idrico ricevente in Milioni di Joule	Calcolo giornaliero con la seguente formula $Q = C_p m (\Delta T)^3$	Calcolo giornaliero	
	Temperatura a 1.000 metri dallo scarico SF-IGCC1	Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in mare	Mensile	
	Cloro attivo libero	0,2 mg/l (media giornaliera)	Continua Calcolo della media giornaliera	
	Flusso in uscita		Stima continua da curve di capacità delle pompe di circolazione o misuratore di portata sulla mandata delle pompe di movimentazione acqua di raffreddamento	

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

La Tabella 3, che nella versione precedente del PMC era a seguito riportata, è stata soppressa a valle della modifica impiantistica istruita con l'ID 17/720, in quanto faceva riferimento al monitoraggio di parametri di uno scarico soppresso denominato SF-IGCC-3.

Metodi di misura delle acque di scarico

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

³ I simboli rappresentano rispettivamente: Q = Carico termico giornaliero in Milioni di Joule; Cp = Calore specifico dell'acqua pura in J/kg °C; m = massa di acqua di raffreddamento = flusso di acqua prelevato (milioni di dm³/d) × densità dell'acqua pura in kg/dm³; ΔT = temperatura acqua allo scarico – temperatura acqua ingresso impianto.



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

Tabella 4: Metodi di misura degli inquinanti

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. A scadenza di ogni mese la sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B.
Delta di Temperatura a 1000 metri dallo scarico	Metodo APAT-IRSA 2100 Appendice (calcolo incremento termico a 1000 metri)	L'incremento termico viene determinato come differenza fra i valori superficiali di temperatura misurati a 1000 metri dallo scarico e quello di un punto o di una porzione di corpo idrico non influenzato dallo scarico stesso.
Temperatura Misura continua	Definito in termini di prestazioni come da Tabella 12	
Cloro attivo libero (acque mare)	Standard Method 4500-Cl E ⁴	

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

Campionamenti delle acque di scarico

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

⁴ Il cloro residuo totale può essere misurato in continuo (una-due misure al minuto) adattando il metodo manuale a titolazione amperometrica per impiego con uno strumento di misura continuo mantenendo la stessa chimica, accuratezza e precisione del metodo manuale. Lo strumento di misura continua deve essere calibrato con una soluzione campione a concentrazione nota almeno **ogni 5 giorni** o, in alternativa, con un protocollo diverso purché approvato dall'Autorità di controllo.



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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

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

MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

EMISSIONI CONVOGLIATE E FUGGITIVE

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

Tabella 5: Punti di emissione convogliata

Punto di emissione	Descrizione	Capacità termica massima MW _{term.}	Latitudine	Longitudine	Altezza m	Diametro m
E26A	Turbina a gas	518,1	2389297	4833279	43,8	7
E26B	Caldaia ausiliaria per la produzione di vapore	64,3	2389284	4833305	49,8	2,35

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

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

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

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

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



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Al fine di contenere le emissioni fuggitive il Gestore dovrà condurre un programma di manutenzione periodica finalizzata all'individuazione delle perdite e alla loro riparazione con una tempistica di applicazione del programma che sia in grado di limitare le emissioni di VOC (con particolare riguardo per le sostanze riconosciute cancerogene) dai componenti con maggiore probabilità di rilascio.

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

Tutti i dati raccolti relativamente al monitoraggio delle emissioni in atmosfera dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Autorità di controllo.

La Tabella 6, che nella versione precedente del PMC era a seguito riportata, è stata soppressa a valle della modifica impiantistica istruita con l'ID 17/720 che prevede la sostituzione del Syngas con il gas naturale.

Per i punti di emissione E26A e E26B il Gestore dovrà effettuare i monitoraggi dei parametri con le relative frequenze riportate nelle Tabelle 7 e 8.

Tabella 7: Parametri da misurare per le emissioni in atmosfera dalla turbina a gas: punto di emissione E26A

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/registrazione dati
Unità di produzione energia elettrica					
Turbina a gas					
		Quantità di gas naturale in ingresso alla turbina	Parametro operativo	Misura continua del flusso	Registrazione su file
		Durata della fase di avvio turbina	Parametro operativo	Misura ad evento del tempo impiegato a raggiungere la condizione di funzionamento normale ⁵	Registrazione su file dei tempi di transitorio. Nell'eventualità di esito negativo della fase di transitorio, devono essere indicate le cause e le eventuali misure attuate.
		Portata dei fumi ai camini	Parametro operativo	Calcolo continuo ai camini dai dati di combustibili alimentati	Registrazione su file dei risultati

⁵ Il funzionamento normale esclude i transitori di avvio/spengimento.



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

	NH ₃	5 mg/Nm ³ (media aritmetica giornaliera dei valori medi orari. Inoltre, ciascuna media oraria non deve essere superiore al 125 % di tale valore)	Misura continua	Misura con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC). Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ⁵ .
	CO	Concentrazione oraria con limite come da autorizzazione	Misura continua	Misura con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC). Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ⁵ .
		Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento turbina in kg/evento	Misura continua	Misura di CO con SMC anche durante i transitori di avvio/spegnimento.
	NO _x	Concentrazione oraria con limite come da autorizzazione	Misura continua	Misura con SMC. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale ⁵ .
		Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento turbina in kg/evento	Misura continua	Misura di NO _x con SMC al E26A anche durante i transitori di avvio/spegnimento.
	SO ₂	Concentrazione oraria con limite come da autorizzazione	Misura continua	Misura con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC). Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ⁵ .



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

		Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento turbina in kg/evento	Misura continua	Misura con SMC anche durante i transitori di avvio/spegnimento.
	Polveri totali	Concentrazione oraria con limite come da autorizzazione	Misura continua	Misura con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC). Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ⁵ .
		Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento turbina in kg/evento	Misura continua	Misura con SMC al anche durante i transitori di avvio/spegnimento.

Tabella 8: Parametri da misurare per le emissioni in atmosfera dalla caldaia ausiliaria: punto di emissione E26B

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/registrazione dati
Unità di produzione di vapore in condizioni di emergenza					
Camino della caldaia ausiliaria					
	Quantità di gas di raffineria (fuel gas) in ingresso alla caldaia	Parametro operativo		Misura continua del flusso	Annotazione ad evento su file della quantità di combustibile impiegato
	Quantità di gas naturale in ingresso alla caldaia in assenza di fuel gas	Parametro operativo		Misura continua del flusso	Annotazione ad evento su file della quantità di combustibile impiegato
	Quantità di Olio combustibile BTZ in ingresso alla caldaia in condizioni di emergenza	Parametro operativo		Misura continua del flusso	Annotazione ad evento su file della quantità di combustibile impiegato
	Durata del periodo di funzionamento	Parametro operativo		Misura ad evento	Annotazione ad evento su file
	Portata dei fumi ai camini	Parametro operativo		Calcolo continuo ai camini dai dati di combustibili alimentati	Registrazione su file dei risultati



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

H ₂ S nel gas di raffineria (fuel gas) in ingresso alla caldaia	200 mg/Nm ³ (valore medio giornaliero)	Misura discontinua	Registrazione su file dei risultati
CO	Concentrazione oraria con limite come da autorizzazione	Misura continua	Misura con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC). Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ⁵ .
NO _x	Concentrazione oraria con limite come da autorizzazione	Misura continua	Misura con SMC. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale ⁵ .
SO ₂	Concentrazione oraria con limite come da autorizzazione	Misura continua	Misura con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC). Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ⁵ .
Polveri totali	Concentrazione oraria con limite come da autorizzazione	Misura continua	Misura con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC). Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ⁵ .

La Tabella 9, che nella versione precedente del PMC era a seguito riportata, è stata soppressa a valle della modifica impiantistica istruita con l'ID 17/720, in quanto faceva riferimento al monitoraggio di parametri di un punto di emissione soppresso denominato E26C.

La Tabella 10, che nella versione precedente del PMC era a seguito riportata, è stata soppressa a valle della modifica impiantistica istruita con l'ID 17/720, in quanto faceva riferimento ai controlli delle emissioni fuggitive di VOC dovute alle connessioni nella sala pompe e alle tenute delle pompe soppressi e al Syngas precedentemente utilizzato e attualmente sostituito con gas naturale.

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



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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

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

1. per le prime 24 ore di blocco sarà sufficiente mantenere in funzione gli strumenti che registrano il funzionamento degli apparati di depurazione
2. dopo le prime 24 ore di blocco dovrà essere eseguita una misura discontinua, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale, per ossidi di azoto, SO₂, polveri e monossido di carbonio, in sostituzione delle misure continue. Il Gestore deve notificare all'Autorità di Controllo l'evento.
3. dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale, per gli stessi inquinanti riportati al punto 2.
4. Per i parametri di normalizzazione ossigeno, temperatura, pressione e vapore d'acqua dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale.

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

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

Quando non espressamente indicato deve essere sempre concordato con l'Autorità di Controllo

Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate

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

Tabella 11: Metodi di analisi in continuo

Punto di emissione	Inquinante/Parametro fisico	Metodo
--------------------	-----------------------------	--------



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

E26A e E26B	Pressione	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 12
	Temperatura	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 12
	Flusso	ISO 14164
	Ossigeno	UNI EN 14789, ISO 12039
	Vapore d'acqua	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi manuali quali: UNI EN 14790, US EPA Method 4. Questi metodi possono essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui.
	NO _x	UNI 10878, ISO 10849
	SO ₂	UNI 10393, ISO 7935
	Polveri totali	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi normalizzati manuali quali: UNI EN 13284-2. Questo metodo può essere impiegato per normalizzare i metodi strumentali continui. Tra i metodi strumentali continui si segnalano i metodi a trasmissione ottica (opacimetri), i metodi a diffusione di luce ed i metodi con prelievo isocinetico, filtrazione e misurazione dell'attenuazione dei raggi β.
	CO	UNI 9969, UNI EN 15058, ISO 12039
	NH ₃	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi manuali quali: US EPA method CTM-027 (formalmente method 206) o US EPA method 26. Questi metodi possono essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui.



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

	H ₂ S	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi normalizzati manuali quali: US EPA Method 15. Questo metodo può essere impiegato per normalizzare i metodi strumentali continui. Tra i metodi strumentali continui si segnalano i metodi gas cromatografici con detector opportuno, i metodi elettrochimici e a fluorescenza UV (per gli ultimi due si deve prevedere un opportuno sistema di condizionamento, purificazione e conversione del campione).
--	------------------	---

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

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

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

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



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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

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

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

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

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

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

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

Norma UNI EN 14791:2006 per SO₂

Norma UNI EN 14792:2006 per NO_x

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

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

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

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

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

Norma US EPA Method 15 per H₂S in flussi gassosi convogliati. Il metodo è una GC/FPD (gas cromatografia con rilevatore a foto-ionizzazione) ed è sviluppato per la determinazione di COS H₂S e CS₂. Può essere applicato quindi ai flussi gassosi convogliati dagli impianti di post-



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

combustione del gas di coda per la determinazione del solo acido solfidrico fino ad una concentrazione di 0,5 ppm.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

- un elenco descrittivo dei sensori e metodi analitici utilizzati (esempio: tipo di termocoppie, tipo di misuratori di flusso ecc);
- una descrizione dettagliata dei sistemi di acquisizione e trattamento dei dati inclusi i metodi di calcolo (esempio: parametri che sono registrati, frequenza di misura, tempi di mediazione ecc);
- l'elenco delle procedure di verifica del dato e l'elenco dei messaggi d'errore.

Il Gestore deve, altresì, fornire:

- i dati e la descrizione dei test di laboratorio e/o di campo con cui ha sviluppato le correlazioni (esempio: verifica delle interferenze, piano di verifica della correlazione, range di calibrazione degli strumenti);
- le formule di correlazione ed i dati a supporto (esempio: dati dei test di correlazione, analisi di sensibilità, grafici tra i valori predetti e quelli misurati ecc);
- i risultati pregressi dei controlli in campo, prodotti da laboratori terzi, per la verifica delle performance del sistema di calcolo nel campo di applicazione previsto;
- i dati che consentano di valutare l'abilità del PEMS di individuare valori anomali forniti dai sensori che potrebbero influenzare la determinazione del parametro calcolato;
- i dati che dimostrino la capacità del PEMS di individuare i valori anomali forniti dai sensori, contemplando anche il caso di valori corretti automaticamente dal sistema dovuti a valori misurati mancanti per indeterminazione dei sensori di misura stessi, che potrebbero dare un eccessivo drift (> del 20%) del valore calcolato;
- le procedure, se differenti dai metodi sviluppati nella norma EN 14181 [solo per la parte giudicata dal Gestore (QAL 2, QAL 3 e AST) applicabile anche al sistema di calcolo PEMS], per l'assicurazione ed il controllo di qualità del sistema di calcolo.

Metodi di analisi/misurazione del gas di raffineria

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

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

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

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

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



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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

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

Le Tabelle 13 e 14, che nella versione precedente del PMC erano a seguito riportate, sono state soppresse a valle della modifica impiantistica istruita con l'ID 17/720, in quanto facevano riferimento alle emissioni fuggitive di VOC presenti nel Syngas precedentemente utilizzato e attualmente sostituito con gas naturale.

MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

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

Tabella 15: Monitoraggio depositi temporanei dei rifiuti

Codice CER	Stoccaggio (coordinate georeferenziazione)	Data del controllo	Stato dei depositi	Quantità presente nel deposito (in m³)	Quantità presente nel deposito (in tonn.)	Modalità di registrazione:
						Registrazione su file.
Totale						

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

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

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



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

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

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

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

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

Tabella 16: Punti di misurazione del rumore emesso dagli impianti API

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



ISPRA (già APAT)

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

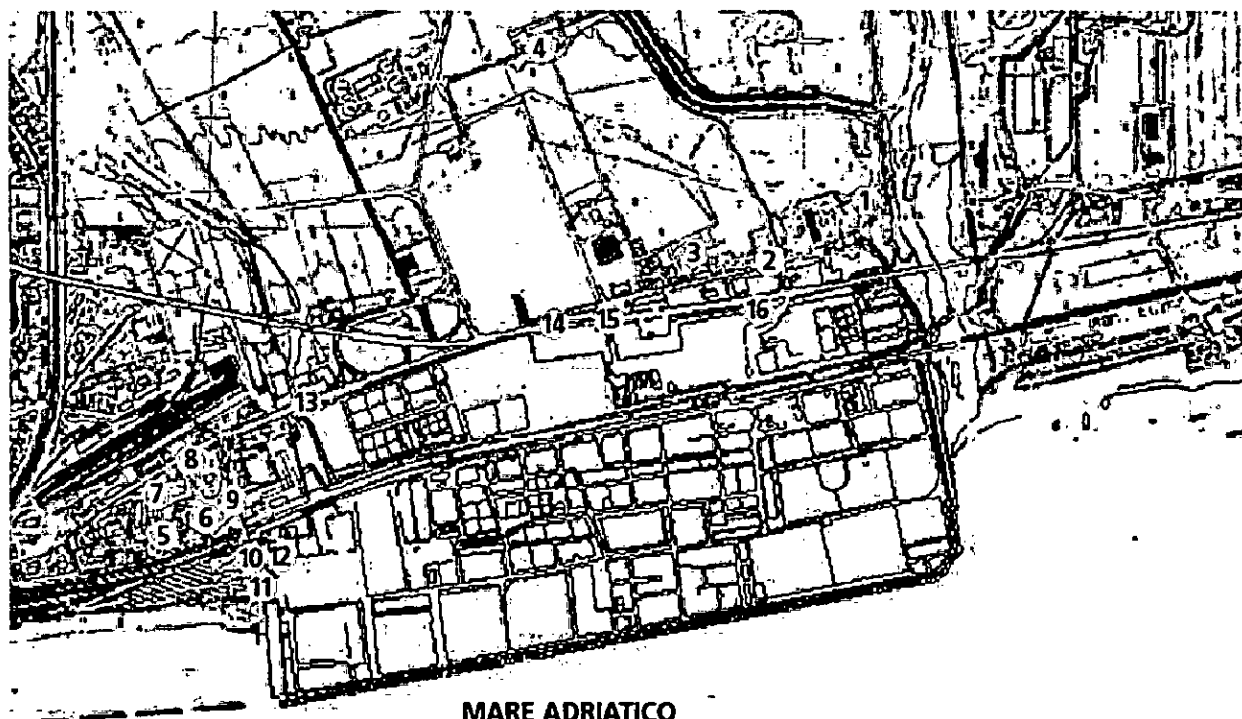


Figura 1: Punti di misura del rumore

MONITORAGGIO DEI CONSUMI - PRELIEVI IDRICI

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

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

Tabella 17 Consumi idrici

Tipologia di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Quantità utilizzata m ³ /a	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
---------------------------------	---------------	------------------	---------------------------------------	-------------------------	---



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

Da acquedotto	Contatore	Uso domestico		Mensile	Compilazione file
Da mare	Stima o misura	Raffreddamento			
Da pozzo	Contatore	Raffreddamento Processo (demi)			

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

MONITORAGGIO DEI CONSUMI – CONSUMI ENERGETICI

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

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

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

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

MONITORAGGIO DEI CONSUMI – CONSUMI DI COMBUSTIBILI E CHIMICALS

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

ID17-720 API Energia IGCC- Falconara marittima (AN)- Piano di monitoraggio e controllo_rev2



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

Tabella 19: Consumi di sostanze e combustibili

Tipologia	Fase di utilizzo	Metodo misura	Quantità Totale	UM	Frequenza autocontroll o	Modalità di registrazione dei controlli
Gas Naturale	IGCC e Caldaia ausiliaria	Contatori		Sm ³	In continuo su IGCC e ad evento per la Caldaia ausiliaria	Compilazione file
Fuel gas	Caldaia ausiliaria	Contatori		Sm ³	Ad evento	
Olio combustibile BTZ	Caldaia ausiliaria	Contatori		kg	Ad evento	
Azoto	Gassificatori	Contatore		tonnel late	Mensile	
Ossigeno	Gassificatori	Contatore		tonnel late	Mensile	
Vapore d'acqua	Gassificatori	Contatore		tonnel late	Mensile	
Oli lubrificanti	Macchine varie			kg	Mensile	
Idrossido di Ammonio	SCR			tonnel late	Mensile	
Ipoclorito di sodio	Trattamento acqua di mare			kg	Mensile	
Polielettrolita Soda	Trattamento acque grigie			kg	Mensile	

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

CONTROLLO DI IMPIANTI E APPARECCHIATURE

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

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





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

Tabella 20: Controlli dei parametri di processo su SCR

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

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





ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

CONTROLLO DELL'IMPIANTO DA PARTE DI ISPRA

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

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

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

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

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



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

REPORTING

EVENTI ECCEZIONALI

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

INDISPONIBILITA' DEI DATI DI MONITORAGGIO

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

REPORT ANNUALE

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

DEFINIZIONI

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

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

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

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

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

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

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

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



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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

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

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

Flusso medio annuale, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili
Megawattora generato mese, l'ammontare totale di energia elettrica prodotta nel mese dall' unità di generazione e misurata al terminale dell'unità stessa in megawattora (MWh).

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

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

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

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

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

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

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

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





ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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

T_{anno} = Tonnellate anno;

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

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

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

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

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

K_{mese} = chilogrammi emessi anno

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

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

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

CONTENUTI DEL RAPPORTO ANNUALE

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

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

N° di ore di effettivo funzionamento del gruppo

Rendimento elettrico medio effettivo su base mensile

MWh_{elettrici} generati su base mensile

Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale

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

Il Gestore deve fornire insieme alla dichiarazione di conformità alle prescrizioni e limiti imposti dall'Autorizzazione Integrata ambientale le formule e le procedure di calcolo della bolla e dei limiti in massa. La descrizione delle procedure di calcolo deve essere di adeguato dettaglio al fine di far comprendere all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo come vengano integrate tra loro le misure continue, quelle, eventuali, discontinue ed i parametri derivanti da calcolo. Il Gestore deve fornire esattamente le procedure di validazione dei dati di monitoraggio in continuo (esempio: numero minimo di dati per considerare la misura e/o la media valida), dei dati di calcolo in continuo e dei dati di misura discontinua. Per le portate deve essere specificata l'incertezza di calcolo/misura che viene considerata minima (se esistente) per considerare valido il dato.

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

Tonnellate emesse per anno NO_x, CO, SO₂, PTS, NH₃ (solo camino E26A) e H₂S (solo camino E26B)



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Concentrazione media giornaliera in mg/Nm^3 NO_x , CO , SO_2 , PTS e H_2S (solo camino E26B)

Emissione specifica annuale al camino E26A per MWh di energia generata di NO_x , SO_2 , PTS , NH_3 e CO (in kg/MWhg)

N° di avvii e spegnimenti turbina anno

Emissioni in tonnellate per tutti gli eventi di avvio/spegnimento turbina di NO_x , SO_2 , PTS e CO

Emissioni per l'intero impianto: ACQUA

Chilogrammi emessi per anno di Cloro attivo

Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI

Tonnellate di rifiuti prodotte per anno

Tonnellate di rifiuti pericolosi prodotte per anno

Tonnellate di rifiuti avviate a recupero.

Emissioni per l'intero impianto: RUMORE

Risultanze delle campagne di misure al perimetro suddivise in:

Misure diurne

Misure notturne

Programma di manutenzione periodica

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

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

Consumi specifici per MWhg generato su base annuale

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

Unità di denitrificazione (SCR)

Tonnellate per anno di ammoniaca

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

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

Emissioni: RIFIUTI

Tonnellate (eventuali) di catalizzatore esausto prodotte per anno.

Unità di raffreddamento ad acqua mare

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

Elenco dei malfunzionamenti e degli eventi incidentali

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

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



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Appendice A

Metodo di stima VOC

Premessa

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

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

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

Perdite dalle connessioni, valvole, pompe e compressori

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

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

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

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

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

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

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

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

3. Per ognuno dei componenti testati debbono essere specificate le ore anno di utilizzo
4. Se per qualche ragione non tutte le potenziali sorgenti fossero valutate nell'anno il numero minimo di sorgenti campionate dovrà essere pari a:

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

Dove:

N = Numero di componenti;

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

p \geq 0.95.

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



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

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

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

TABELLA 1-appA

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

Equipment Type	Service	<10,000 ppmv Emission factor (kg/hr/source) ^b	≥10,000 ppmv Emission factor (kg/hr/source) ^b
Valves	Gas/Vapour	0.0006	0.2626
	Light Liquid	0.0017	0.0852
	Heavy Liquid	0.00023	0.00023
Pump seals ^c	Light Liquid	0.0120	0.437
	Heavy Liquid	0.0135	0.3885
Compressor seals	Gas	0.0894	1.608
Press. Relief valves	Gas	0.0447	1.691
Open-Ended Lines	All	0.0015	0.01195
Connectors	All	0.00006	0.0375

Perdite dai serbatoi

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

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

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

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

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

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

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

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



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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

Perdite dai sistemi di carico/scarico prodotti petroliferi

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

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

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

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

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

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

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

Tabella 2-appA

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

Source: USEPA (1997a).

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

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

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



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

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

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

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

Dove:

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

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

Oil-Water separator = separatore API o simili

Cooling water tower = torre di raffreddamento e

Impound Basin & Pond = Bacino di raccolta acque piovane.

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



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

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

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

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

Emissioni dai forni, sistemi di blowdown e torce

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

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

Per le torce si dovrebbe considerare che circa lo 0.5%p di idrocarburi rimangono incombusti; la scelta è conservativa e derivata da considerazioni sull'efficienza di combustione delle torce che normalmente si aggira sul 98%, di questo circa 1,5% è attribuibile al CO ed il resto ad idrocarburi. Nel caso dell'impianto in argomento, nel mentre si implementerà il sistema di analisi dei gas inviati in torcia, si può utilizzare la densità del gas naturale come approssimazione (non conservativa) della densità del gas combusto in torcia. La stima in difetto che ne risulterà contribuirà in modo ragionevolmente limitato all'imprecisione totale della stima sull'intero impianto se i quantitativi inviati in torcia saranno circoscritti alle sole situazioni di vera emergenza. Quando sarà implementato il sistema di misura diretta il calcolo sarà fatto direttamente dai dati misurati in campo.