

ICARO



AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE ai sensi del D.Lgs. N.59 del 18 febbraio 2005

Raffineria
IGCC

Fase istruttoria

NOTA TECNICA

**in risposta alle richieste del Ministero dell'Ambiente e
della Tutela del Territorio e del Mare**

Commissione Istruttoria AIA – IPPC
(rif. prot. DSA-2008-0010124 del 11/04/2008)

Giugno 2008

Premessa

La presente nota riporta di seguito, per punti, le risposte secondo l'elenco richieste pervenuto alle Società Api e Api Energia con nota Prot DSA-2008-0010124 (v. allegato 0) con la quale la competente Direzione del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha formalizzato le richieste di integrazione documentale del Gruppo Istruttore, ai sensi e per gli effetti di cui all'art. 5, comma 13, del D.Lgs. 18 febbraio 2005 n.59.

Ad ogni richiesta formulata dalla Commissione è stato attribuito un numero identificativo.

Il documento di risposta è stato organizzato presentando in ogni paragrafo una richiesta di integrazione, riportata per comodità di lettura in carattere corsivo, seguita dalla relativa risposta. Gli allegati di approfondimento, ove presenti, sono stati identificati con lo stesso numero assegnato al paragrafo corrispondente.

In totale sono state identificati 39 richieste di integrazioni.

Oltre a quanto espressamente richiesto dalla Commissione AIA- IPPC con la nota sopra richiamata, si è ritenuto necessario fornire ulteriori informazioni, ad integrazione o correzione di dati ed informazioni forniti in precedenza, in particolare:

- par. 40- nota esplicativa in merito all'affidabilità del sistema elettrico dello stabilimento api. Tale documentazione è stata richiesta e verbalizzata nell'ambito della riunione tenutasi con il Gruppo Istruttore presso la sede APAT in data 21/04/2008 (v. verbale di riunione riportato in Allegato 0);
- par.41- Aggiornamento dell'Allegato C.6 e della Scheda C della Domanda AIA di raffineria, relativamente all'impianto TAF e allo scarico "Demi": Oltre all'aggiornamento dell'iter autorizzativi dello scarico Demi e dell'impianto TAF (richiesto ai punti 2 e 3 della nota APAT), si è ritenuto opportuno fornire il quadro degli aggiornamenti intervenuti a seguito della messa a regime del TAF;
- par. 42- Errata corrige: vengono fornite alcune correzioni relative alla documentazione AIA della raffineria e dell'impianto IGCC;

INDICE

PREMESSA	2
1. RIF. SCHEDA A – A.5 ATTIVITÀ TECNICAMENTE CONNESSE	9
2. RIF. ALLEGATO A.19– STATO DELLE AUTORIZZAZIONI AGLI SCARICHI IDRICI.....	10
3. RIF. ALLEGATO A.19 – AUTORIZZAZIONI SCARICHI IDRICI	15
4. RIF. ALLEGATO A.20 – ADEGUAMENTO EMISSIONI.....	16
5. RIF. ALLEGATO A.21 – AUTORIZZAZIONI GESTIONE RIFIUTI.....	17
6. RIF. ALLEGATO A.21 – AUTORIZZAZIONI GESTIONE RIFIUTI.....	20
7. ALLEGATO A.25- SCHEMI A BLOCCHI.....	24
8. RIF. SCHEDA B – COMBUSTIBILI UTILIZZATI.....	25
9. RIF. SCHEDA B – B.7.1- EMISSIONI IN ATMOSFERA DI TIPO CONVOGLIATO.....	26
10. RIF. SCHEDA B – B.8.2- EMISSIONI IN ATMOSFERA NON CONVOGLIATE.....	27
11. RIF. SCHEDA B – RAFF-REV1- B.7.1 E B.7.2 EMISSIONI IN ATMOSFERA DI TIPO CONVOGLIATO	35
12. RIF. SCHEDA B – B.10.2 IMPIANTO DI PRODUZIONE ACQUA DEMI SEZIONE OSMOSI INVERSA	36
13. RIF. ALLEGATO B.14 - RUMORE	39
14. RIF. ALLEGATO B.18 – RELAZIONE TECNICA PROCESSI PRODUTTIVI- BILANCIO DI MATERIA ED ENERGIA.....	40
15. RIF. ALLEGATO B.18 – RELAZIONE TECNICA PROCESSI PRODUTTIVI- UNITÀ BRUCIATORI.....	41
16. RIF. ALLEGATO B.18 – RELAZIONE TECNICA PROCESSI PRODUTTIVI- UNITÀ FASE 1: TOPPING	42
17. RIF. ALLEGATO B.18 – RELAZIONE TECNICA PROCESSI PRODUTTIVI- SISTEMA RECUPERO VAPORI	43
18. RIF. ALLEGATO B.18 – RELAZIONE TECNICA PROCESSI PRODUTTIVI- PLATFORMING	47
19. RIF. ALLEGATO B.18 – RELAZIONE TECNICA PROCESSI PRODUTTIVI- UNITÀ RECUPERO ZOLFO.....	48
20. RIF. ALLEGATO B.18 – RELAZIONE TECNICA PROCESSI PRODUTTIVI- IMPIANTO DI PRODUZIONE ACQUA DEMI SEZIONE OSMOSI INVERSA	49
21. RIF. ALLEGATO B.18 – RELAZIONE TECNICA PROCESSI PRODUTTIVI- IMPIANTO DI TRATTAMENTO REFLUI E RIFIUTI	50

22.	RIF. ALLEGATO B.18 – RELAZIONE TECNICA PROCESSI PRODUTTIVI- SISTEMA FOGNARIO	51
23.	RIF. ALLEGATO B.18 – RELAZIONE TECNICA PROCESSI PRODUTTIVI- RIFIUTI.....	52
24.	RIF. ALLEGATO B.18 – RELAZIONE TECNICA PROCESSI PRODUTTIVI- RIFIUTI.....	54
25.	RIF. ALLEGATO B.20 – PLANIMETRIA GENERALE PUNTI DI EMISSIONE IN ATMOSFERA	55
26.	RUMORE: RIF. ALLEGATO B.23	64
27.	RIF. SCHEDA C-RAFF-REV1- C.5 PROGRAMMA DEGLI INTERVENTI DI ADEGUAMENTO.....	66
28.	RIF. ALLEGATO D.6- EMISSIONI IN ARIA E CONFRONTO CON SQA.....	70
29.	RIF. ALLEGATO D.7- EMISSIONI IN ACQUA E CONFRONTO CON SQA	76
30.	RIF. ALLEGATO D.7- EMISSIONI IN ACQUA E CONFRONTO CON SQA	79
31.	RIF. ALLEGATO D.7- EMISSIONI IN ACQUA E CONFRONTO CON SQA	80
32.	RIF. ALLEGATO D.9- RIFIUTI.....	81
33.	RIF. ALLEGATO D.15- SISTEMA DI TORCIA	82
34.	RIF. ALLEGATO D.15- RIFIUTI	84
35.	ULTERIORI CARENZE RILEVATE E INFORMAZIONI RICHIESTE- SOSTANZE DI CUI ALL'ALLEGATO III DEL D.LGS 59/05	89
36.	ULTERIORI CARENZE RILEVATE E INFORMAZIONI RICHIESTE- VALUTAZIONE ESPOSIZIONE A C.E.M.....	90
37.	ULTERIORI CARENZE RILEVATE E INFORMAZIONI RICHIESTE- TRANSITORI IGCC	91
38.	ULTERIORI CARENZE RILEVATE E INFORMAZIONI RICHIESTE- TECNICA LDAR DETERMINAZIONE EMISSIONI VOC.....	97
39.	ULTERIORI CARENZE RILEVATE E INFORMAZIONI RICHIESTE- PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO.....	98
40.	ULTERIORI CARENZE RILEVATE E INFORMAZIONI RICHIESTE - AFFIDABILITÀ SERVIZI ENERGIA ELETTRICA (*)	99
41.	AGGIORNAMENTO SCHEDA C E ALLEGATO C.6 ALLA DOMANDA DI AIA DELLA RAFFINERIA RELATIVAMENTE ALL'IMPIANTO TAF E ALLO SCARICO DEMI	102
42.	ERRATA CORRIGE E INFORMAZIONI INTEGRATIVE	109

ELENCO ALLEGATI

Allegato 0

- Allegato 0a- Richiesta integrazioni alla documentazione AIA
- Allegato 0b- Verbale della riunione con il Gruppo Istruttore del 21/04/2008

Allegato 2-Aggiornamento delle autorizzazioni scarichi idrici

- Allegato 2a- Autorizzazione aggiornata scarico demi
- Allegato 2b- Richiesta di modifica dell'Autorizzazione allo scarico demi
- Allegato 2c- Modifica dell'Autorizzazione allo scarico demi
- Allegato 2d- Autorizzazione aggiornata scarico impianto trattamento effluenti di raffineria
- Allegato 2e- Parere di compatibilità ambientale Impianto TAF
- Allegato 2f- Richiesta di riesame dell'autorizzazione allo scarico demi
- Allegato 2g- Lettera della Provincia in merito ai recenti risultati del monitoraggio allo scarico demi

Allegato 3-Verbale della CdS del 20.12.2005

Allegato 5- Aggiornamento delle autorizzazioni alla gestione rifiuti della ditta titolare del contratto Global Service.

Allegato 6- Aggiornamento delle autorizzazioni gestione rifiuti

- Allegato 6a- Autorizzazioni aggiornate api
- Allegato 6b- Autorizzazioni SIMAM

Allegato 7 - Schemi a blocchi quantificati

- Allegato 7a- Nuovo allegato A.25 della Domanda AIA della raffineria

- Allegato 7b- Nuovo allegato A.25 della Domanda AIA dell'impianto IGCC
- Allegato 7c- Nuovo allegato C.7 della Domanda AIA della raffineria

Allegato 8 - Certificato SNAM metano

Allegato 10 – Documentazione su emissioni diffuse e fuggitive:

- Allegato 10a- Metodologia LDAR
- Allegato 10b- Risultati ottenuti con l'applicazione della metodologia LDAR
- Allegato 10c- Procedura SI 034 *“Criteri di gestione degli interventi di manutenzione delle sorgenti di emissione fuggitive”*
- Allegato 10d- Descrizione della metodologia adottata per il calcolo delle emissioni diffuse dall'area Movimentazione
- Allegato 10e- Descrizione della metodologia adottata per il calcolo delle emissioni diffuse dall'area stoccaggio di materie prime e di prodotti
- Allegato 10f- Descrizione della metodologia adottata per il calcolo delle emissioni di idrocarburi non metanici volatili dal sistema di torcia
- Allegato 10g- Descrizione della metodologia adottata per il calcolo delle emissioni diffuse dal collettamento acque reflue e dall'impianto di trattamento effluenti

Allegato 11 – Planimetria punti di emissione in atmosfera- Nuovo allegato B.20 della Domanda AIA della raffineria

Allegato 13 – Sorgenti di Rumore: planimetrie e schede di caratterizzazione

- Allegato 13a- Planimetria ubicazione sorgenti raffineria
- Allegato 13b- Caratterizzazione delle sorgenti di raffineria
- Allegato 13c- Planimetria ubicazione sorgenti impianto IGCC
- Allegato 13d- Caratterizzazione delle sorgenti dell'impianto IGCC

Allegato 18 – Impianto platforming- modalità rigenerazione catalizzatore

Allegato 19 - Impianto recupero zolfo

- Allegato 19a- Unità recupero zolfo di raffineria – Dati di design, criteri di gestione, storico delle fermate e schema di processo quantificato
- Allegato 19b- Unità recupero zolfo impianto IGCC– Dati di design, criteri di gestione, storico delle fermate e schema di processo quantificato

Allegato 21 - Efficienza impianti trattamento effluenti

- Allegato 21a- Relazione efficienza impianto trattamento effluenti raffineria
- Allegato 21b- Relazione efficienza impianto TAF
- Allegato 21c- Relazione efficienza impianto Grey water

Allegato 24 – Procedure gestione rifiuti

- Allegato 24a- Procedura SGA.P.020
- Allegato 24b- Procedura SGA.P.024

Allegato 26 – Rumore- mappe isofoniche

Allegato 27 – Interventi di adeguamento: vasche di prima pioggia

- Allegato 27a- Richiesta inoltrata da api al Ministero dell'Ambiente inerente la pratica della 5a vasca di prima pioggia
- Allegato 27b- Documentazione specifica prodotta a supporto della richiesta inoltrata da api al Ministero dell'Ambiente inerente la pratica della 5a vasca di prima pioggia

Allegato 28 – Emissioni in aria e confronto con SQA- Valutazione significatività emissioni

- Allegato 28a- Esame delle sostanze inquinanti potenzialmente presenti nelle emissioni dal sito api
- Allegato 28b- Estratti da Report delle indagini annuali condotte sulle emissioni dai camini del sito api

- Allegato 28c- Valutazioni sullo stato di qualità dell'aria nella regione Marche (Estratto da Piano Regionale di Tutela della Qualità dell'Aria)
- Allegato 28d- Relazione integrative sulle simulazioni delle ricadute al suolo delle emissioni dal sito api (COV da emissioni diffuse e fuggitive e metalli)
- Allegato 28e- Report delle indagini condotte sui microinquinanti nell'ambiente esterno al sito api

Allegato 29 - nota di chiarimento sulla determinazione del COD (scarico del circuito di raffreddamento dell'impianto IGCC)

Allegato 30 - Allegato D.7- Emissioni in acqua e confronto con SQA- Valutazione contributo immissivo di raffineria

Allegato 31 - Allegato D.7- Emissioni in acqua e confronto con SQA- Valutazione impatto termico scarico circuito di raffreddamento IGCC

Allegato 32 – Errata Corrige allegato D.9 della Domanda AIA relativa alla raffineria

Allegato 33 – Sistema di torcia- Specifica tecnica del misuratore a ultrasuoni

Allegato 36 – Valutazione esposizione a C.E.M.

Allegato 39 - Nuovo allegato E4 della Domanda AIA della raffineria e dell'impianto IGCC

Allegato 40 – Documenti di chiarimento in merito all'affidabilità del sistema elettrico dello stabilimento api:

- Allegato 40a- Studio di verifica del dimensionamento del sistema di torcia e Studio CESI su affidabilità del sistema elettrico
- Allegato 40b- Verbale conclusivo del CTR

Allegato 42 – Planimetrie di ubicazione degli scarichi idrici (allegato B.21 alla domanda di AIA).

1. Rif. Scheda A – A.5 Attività tecnicamente connesse

(richiesta relativa all'impianto IGCC)

Manca l'indicazione della sottostazione elettrica come attività tecnicamente connessa

Di seguito si riporta un estratto della Scheda A relativa all'impianto IGCC contenente l'aggiornamento della sezione A.5

A.5 Attività tecnicamente connesse			
Attività	Sigla	Riferimento rispetto a schemi a blocchi	Dati dimensionali
Sottostazione elettrica (*)	---	Vedi allegato 4 al presente documento (nuovo Allegato A.25 IGCC)	Distribuzione di energia elettrica a 132 kV
(*) La sottostazione elettrica risulta per metà di proprietà di api energia e per l'altra metà di proprietà del gestore della rete di distribuzione (TERNA). La parte di proprietà di api energia occupa un'area di circa 830 m². Attraverso la SSE vengono effettuate la consegna dell'energia elettrica prodotta da api energia alla rete di distribuzione esterna e la ricezione dell'energia elettrica fornita dalla rete di distribuzione esterna per gli usi interni all'IGCC.			

2. Rif. Allegato A.19– Stato delle autorizzazioni agli scarichi idrici

(richiesta relativa alla raffineria)

Si richiede di aggiornare lo stato della richiesta di autorizzazione allo scarico dell'impianto "DEMI", scaduta il 01/07/2006 (Autorizzazione n° 22/06) e gli eventuali esiti dei ricorsi al Consiglio di Stato/TAR sul provvedimento di adeguamento dei limiti al 471/99 comprensivo dell'adeguamento al limite per MTBE di 10 µg/litro.

Si chiede inoltre di fornire le sentenze del TAR in relazione ai ricorsi summenzionati.

La risposta al presente quesito integra anche la risposta al quesito 3.

AGGIORNAMENTO AUTORIZZATIVO SCARICHI IDRICI (ALLEGATO A.19 ALLA DOMANDA DI AIA)

In Allegato alla presente relazione si riporta copia dell'autorizzazione allo scarico dell'impianto "demi" rilasciata dalla Provincia di Ancona in data 04/10/2006, valida fino al 04/10/2010 (Allegato 2a).

In data 14/05/2008 è stata presentata richiesta di modifica della suddetta autorizzazione, nel caso di convogliamento al pozzetto fiscale dell'unità demi dell'esubero di acqua osmotizzata (Allegato 2b). Successivamente, in data 4/06/2008, la Provincia ha autorizzato la suddetta richiesta, limitatamente alle condizioni di fermata dell'impianto IGCC, prevista per il periodo 8-22 giugno 2008 (Allegato 2c).

Per completezza di informazione si riporta, inoltre, copia dell'autorizzazione allo scarico dell'impianto di trattamento effluenti di raffineria, che nel frattempo è scaduta ed è stata rinnovata dalla Provincia di Ancona, in data 01/06/2007, per ulteriori quattro anni (Allegato 2d).

RICORSI AL TAR: PREMESSA SULL'ITER AUTORIZZATIVO DELL'IMPIANTO DI RECUPERO RIFIUTI TAF E DELLO SCARICO DEMI

Allo scopo di chiarire le motivazioni che hanno condotto a presentare ricorsi al TAR, si ritiene utile illustrare l'iter autorizzativo inerente l'impianto TAF, in quanto correlato allo scarico dell'unità demi.

Il sito api raffineria di Ancona è dotato di un sistema di barrieramento idraulico delle acque di falda, costituito da 26 pozzi di emungimento e da una barriera di reimmissione in falda (78 pozzetti).

Le acque emunte dalla barriera idraulica sono considerate rifiuto, per cui è stato necessario dotarsi di un impianto di recupero dedicato, denominato "Impianto Trattamento Acque di Falda" (TAF).

Tale impianto, secondo quanto previsto dalla normativa vigente, è stato assoggettato all'iter di Valutazione di Impatto Ambientale Provinciale. In concomitanza alla richiesta di avvio del procedimento VIA, sono state richieste le autorizzazioni per l'impianto di recupero rifiuti (attività R3-R5) e la richiesta di autorizzazione per lo scarico reflui industriali del medesimo impianto.

Durante l'iter di VIA gli enti competenti hanno richiesto alcune integrazioni al progetto descritto nello Studio di Impatto Ambientale (allegato alla richiesta di avvio della procedura VIA), che sono state discusse nelle diverse Conferenze dei Servizi che hanno avuto luogo, di cui quella finale si è tenuta nella giornata del 20.12.2005 (oggetto del quesito di cui al successivo par.3).

Il Verbale di tale Conferenza dei Servizi, già riportato in Allegato B.23 alla domanda di AIA, in quanto allegato alla chiusura del procedimento di VIA dell'Impianto TAF, viene riportato per comodità di lettura in Allegato 2 alla presente relazione.

I documenti associati a quanto sopra descritto sono menzionati nella tabella sottostante:

Mittente	Prot. mittente	Oggetto	Destinatario	Prot. destinatario
api raffineria	prot. 1358/05 del 13.04.05	richiesta di autorizzazione allo scarico reflui (D.Lgs. 152/99) del TAF- a Provincia	Provincia di Ancona - IX Settore	-
api raffineria	prot. 1359/05 del 13.04.05	richiesta di Approvazione progetto ed autorizzazione all'esercizio (art.27-28 D.Lgs. 22/97) di impianto recupero rifiuti "Trattameto acque di falda" (TAF)	Provincia di Ancona - IX Settore	-
api raffineria	prot. 1698/05 del 13.05.05	richiesta di avvio Procedura VIA per imp. di Recupero rifiuti "Trattameto acque di falda" (TAF) - a Provincia	Provincia di Ancona - VII Settore	-
api raffineria	prot. 2743/05 del 26.08.05	Integrazioni al progetto (Procedura VIA) a seguito di richiesta della Provincia ns. prot. 2571/05 del 03.08.05 (prot. 67834 del 03.08.05) e prot. 2299/05 del 05.07.05 (prot. 56635 del 04.07.05) - a Provincia	Provincia di Ancona - VII Settore	-
api raffineria	prot. 3391/05 del 02.11.05	Integrazioni al progetto (Procedura VIA) a seguito di richieste scaturite in sede di CdS del 17.10.05 (ns. prot. 3315/05 del 24.10.2005 - prot. provincia VII settore n. 85458 del 24.10.2005)	Provincia di Ancona - VII Settore	-

Tabella 1

Il progetto iniziale prevedeva in uscita dall'Impianto TAF due flussi: uno inviato al riutilizzo all'interno del sito ed uno inviato alla reimmissione in falda (Barriera di reimmissione).

Per quest'ultimo flusso, durante l'iter del VIA, è stato richiesto dagli enti di controllo che tali acque abbiano caratteristiche conformi all'allora D.M. 471/99, attuale D.Lgs 152/06 Titolo V, Allegato 5, Tabella 2 (relativo alle acque sotterranee) e al D.Lgs. 31/2001 (relativo alle acque per il consumo umano), nonché una concentrazione non superiore ai 10 µg/l per il parametro MTBE (parere ISS – limiti accettabili nel suolo e nelle acque sotterranee di inquinanti organici e inorganici non indicati nel DM 471/99 ¹).

¹ Nota Istisan n°57058 / I.A.12 del 6/02/2001

L'iter dei diversi procedimenti sopra menzionati si è concluso con i seguenti provvedimenti:

Mittente	Prot. mittente	Oggetto	Destinatario	Prot. destinatario	note
Provincia di Ancona - VII Settore	-	Esito di chiusura procedimento VIA per impianto recupero rifiuti TAF - esito positivo con prescrizioni	api raffineria	prot. 939/06 del 16.03.06	
Provincia di Ancona - IX Settore	prot. n. 7286 del 26.01.2006	Aut. n.8/2006 del 25.01.2006 - Provincia IX settore; Approvazione progetto e autorizzazione all'esercizio di un impianto per il recupero (R3-R5) di rifiuti liquidi provenienti dalla falda acquifera ubicato presso lo stabilimento API Raffineria di Ancona S	api raffineria	prot. 265/2006 del 26.01.2006	modifiche successive - DD323 del 5.4.07 - DD 423 del 8.5.07 - DD746 del 25.7.06

Tabella 2

L'iter di VIA si è concluso positivamente con prescrizioni. Una di queste prescrizioni modifica il progetto iniziale proposto, prevedendo che l'intero flusso in uscita dal TAF venga inviato al riutilizzo interno, previo trattamento nell'unità di Osmosi inversa e nell'unità di demineralizzazione (DEMI). Tali unità sono dotate di un unico scarico reflui industriali, regolarmente autorizzato e di cui si riporta il riferimento dell'atto autorizzativo in vigore (v. Allegato 2e).

Mittente	Prot. mittente	Oggetto	Destinatario	Prot. destinatario
Provincia di Ancona - IX Settore	prot. n.83838 del 04.10.2007	DD 914 del 03.10.2006 - autorizzazione allo scarico di acque reflue industriali Scarico DEMI	api raffineria	prot. 2792/06 del 05.10.2006

Tabella 3

Il suddetto atto prescrive, in merito alle caratteristiche dei reflui scaricati, che abbiano caratteristiche conformi al D.Lgs 152/06, Parte Quarta, Titolo V - Allegato 5 Tabella 2 (relativo alle acque sotterranee) , nonché una concentrazione non superiore ai 10 µg/l per il parametro MTBE.

RICORSI AL TAR

api ha inoltrato ricorso al Tribunale TAR Marche, che ancora non si è espresso nel merito, per le seguenti motivazioni:

- che uno scarico reflui industriali, nella fattispecie lo scarico reflui industriali dell'Impianto di Demineralizzazione, sia assoggettato alla normativa di settore ed in particolare al D.Lgs. 152/06, Parte Terza, Titolo III (e quindi ai limiti applicabili alle

acque reflue inviate a corpi idrici superficiali e non ai limiti applicabili alle acque sotterranee);

- che venga eliminato il limite relativo al parametro MTBE di 10 µg/l sia dai reflui dello scarico di Demineralizzazione che dalle acque destinate alla reimmissione in falda, in quanto tale parametro non è previsto né nella Parte Terza né nella Parte Quarta del D.Lgs. 152/06.

In data 28/03/2007 api raffineria di ancona ha inoltrato richiesta alla Provincia di Ancona di riesame delle autorizzazioni rilasciate per lo scarico dell'impianto demi e per l'esercizio dell'impianto TAF. Copia di tale richiesta è riportata sempre in Allegato 2f.

PROVVEDIMENTI DI DIFFIDA

La Provincia di Ancona IX Settore ha emesso due provvedimenti di diffida a carico della ditta api, relativamente alle caratteristiche del refluo in uscita dallo scarico reflui industriali DEMI. Uno dei due provvedimenti è stato sospeso, a seguito di chiarimenti forniti da api in merito all'avvio di un piano di sperimentazione sull'impianto TAF.

Per quanto riguarda il secondo provvedimento, si cita la lettera della Provincia di Ancona, del 10/04/2008, in cui si prende atto dei miglioramenti della qualità delle acque di scarico con riferimento specifico al parametro MTBE (v. Allegato 2g).

I riferimenti sono di seguito riportati:

Mittente	Prot. mittente	Oggetto	Destinatario	Prot. destinatario	note
Provincia di Ancona - IX Settore	prot. n. 74514 del 28.08.2006)	Diffida - aut. N8/ 2006 (impianto TAF)	api raffineria	prot. 2427/2006 del 31.08.2006	la provincia IX settore diffida la società api dal ottemperare alla prescrizione allo scarico demi dei limiti in acque sotterranee
api raffineria	Prot. 2632/06 del 20.09.2006	nota api - inizio sperimentazione tramite l'adozione di ertrattamenti inseriti sulle singole teste dei pozzi di emungimento	Provincia di Ancona - IX Settore	-	nota api di inizio sperimentazione, tramite l'adozione di pretrattamenti inseriti sulle singole teste dei pozzi di emungimento
Provincia di Ancona - IX Settore	prot. n. 81853 del 28.09.2006)	sospensione diffida (prot. prov. IX settore n. 74514 del 28.08.2006)	api raffineria	prot. 2752/2006 del 02.10.2006	
Provincia di Ancona - IX Settore	prot. n. 94948 del 09.11.2006	Richiesta invio analisi Scarico DEMI	api raffineria	prot.3108/2006 del 13.11.2006	richiesta invio analisi scarico DEMI
Provincia di Ancona - IX Settore	prot. n. 87714 del 16.10.2007	DD 957 del 15.10.2007 - diffida a rimuovere la situazione di illeggittimità scarico DEMI	api raffineria	prot. 2695/2007 del 17.10.2007	diffida a rimuovere la situazione di illeggittimità scarico DEMI
Provincia di Ancona - IX Settore	prot. n. 31845 del 10.04.2008	Autorizzazione allo scarico di acque reflue industriali provenienti dal trattamento delle acque di falda. Stato avanzamento lavori delle attività di sperimentazione.	api raffineria	prot. n. 703/08 del 14.04.2008	Nota da parte della Provincia sul miglioramento della qualità delle acque in uscita dal TAF per il parametro MTBE a seguito dell'attività di sperimentazione

Tabella 4

3. Rif. Allegato A.19 – Autorizzazioni scarichi idrici

(richiesta relativa alla raffineria)

Si richiede di fornire la documentazione dell'esito della Conferenza dei Servizi decisoria del 20/12/2005 (rif. Fasc. 11.07.05.027 del VII settore della Provincia di Ancona) relativa alla valutazione di Impatto Ambientale che ha imposto i limiti del 471/99 e ha concesso la proroga temporale per l'adeguamento dello scarico SF-Raff- 2 ("DEMI").

Il verbale della Conferenza dei Servizi viene trasmesso in Allegato 3 al presente documento.

Per l'iter autorizzativo seguito, si rimanda a quanto riportato al precedente punto 2.

4. Rif. Allegato A.20 – Adeguamento emissioni

(richiesta relativa alla raffineria)

In una nota a piè pagina, il gestore specifica che il punto di emissione E14 a seguito della messa a regime di IGCC sarebbe stato misurato in continuo; tuttavia alla data di presentazione della domanda di AIA lo stesso gestore dichiara che su tale punto non vi sono sistemi in continuo delle emissioni.

Nell'allegato A20 della Domanda AIA, insieme alle autorizzazioni allo scarico in atmosfera , è stata anche allegata una Comunicazione di api raffineria di ancona al Ministero dell'Industria che in data 30/11/98 integrava il quadro emissivo della Raffineria con le informazioni provenienti dal progetto esecutivo della nuova centrale IGCC.

In questo documento era indicato che a seguito della dismissione della vecchia CTE (camino E11) la strumentazione per il controllo automatico delle emissioni sarebbe stata spostata sul camino E14 relativo all'impianto HDS3.

Nel 2001, a valle della messa in servizio della IGCC e della dismissione della vecchia CTE , in accordo con ARPAM, si è convenuto che fosse più utile al controllo delle emissioni installare la strumentazione automatica nel camino (E9) dell'impianto Vacuum 1, che può utilizzare sia gas che olio combustibile, piuttosto che al camino dell'impianto HDS3, che utilizza solo gas combustibile.

Quindi nel 2004 è entrato in funzione il sistema di misura in continuo al camino E9, la cui presenza e validità dei risultati è stata da allora più volte accertata da ARPAM.

5. Rif. Allegato A.21 – Autorizzazioni gestione rifiuti

(richiesta relativa alla raffineria e all'impianto IGCC)

Si richiede di aggiornare lo stato delle autorizzazioni in scadenza, relative alla gestione dei rifiuti della ditta titolare del contratto Global Service.

La gestione dei rifiuti prodotti all'interno del sito della raffineria api di Falconara è affidata ad una ditta esterna, intestataria di tutte le necessarie autorizzazioni e che opera nel sito a fronte di apposito contratto di *Global Service*, stipulato con la stessa api.

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

Servizio A: Separazione di fase dei semilavorati di Raffineria per il recupero della frazione liquida e solidificazione stabilizzazione della frazione solida con impianto di centrifugazione e di miscelazione.

Servizio B: Trattamento di stabilizzazione - solidificazione rifiuti speciali di Raffineria, in fusti e successivo smaltimento del rifiuto trattato in discarica autorizzata.

Servizio C: Filtrazione acque dell'impianto di chiarificazione da effettuarsi con di filtropressa a piastre di proprietà del "Gestore".

Servizio F: Servizio di deposito preliminare di rifiuti speciali prodotti dalla Raffineria, attività di cernita, riconfezionamento e smaltimento dei medesimi, lavaggio e bonifica dei contenitori in vetro per il loro recupero, nelle aree autorizzate alle attività D13, D14, D15, R13

Servizio G: Servizio di raccolta differenziata dei rifiuti speciali soggetti a movimentazione interna e conferimento agli impianti di trattamento e stoccaggio interni.

Servizio N: Servizio di trasporto; smaltimento e/o recupero in impianti autorizzati

i

Nella tabella seguente viene riportato il quadro di sintesi delle autorizzazioni aggiornate della ditta titolare del contratto Globale Service, con il relativo riferimento contrattuale che indica il tipo di servizio svolto.

Tali autorizzazioni vengono fornite inoltre in Allegato 5 al presente documento.

Si rimanda al successivo paragrafo 6 per le autorizzazioni relative alla gestione rifiuti in capo alla società api e a terze.

ambito	riferimento	ente	oggetto	ditta	scadenza	Riferimento contratto
raffineria	DD n. 234 del 12/03/07	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.19/2007 del 08/3/2007 - D.Lgs 3 Aprile 2006. art 210 - attività di Deposito preliminare (D15), ricondizionamento preliminare (D14) e messa in riserva (R13) di rifiuti speciali pericolosi presso la Raffineria API di Falconara M.ma (AN) - Rinnovo dell'autorizzazione regionale Decreto n. 129/AMB/SR del 29/4/2002 e successive modifiche e integrazioni rilasciate dalla Provincia di Ancona con autorizzazione n. 20/2004 del 08/4/2004 e con D.D. n. 153 del 27/2/2006	Petroltecnica	12/03/2017	Servizio D- Servizio di raccolta, movimentazione, confezionamento in big-bags, deposito preliminare del rifiuto, denominato "Fanghi di filtrazione acque IGCC" e successivo recupero definitivo presso impianti autorizzati (Impianto D). L'attività di recupero deve essere finalizzata alla valorizzazione del Vanadio contenuto nel rifiuto.
raffineria	DD n. 236 del 12/03/07	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.20/2007 - D.Lgs 3 aprile 2006 - art. 210 - attività di trattamento chimico-fisico (D9) di rifiuti speciali non pericolosi all'interno della Raffineria API di Falconara M.ma (AN), Via Flaminia 685 - Rinnovo dell'autorizzazione regionale Decreto n.130/AMB/SR del 29/04/2002 e successiva modifica provinciale D.D. n. 154 del 27/02/2007	Petroltecnica	12/03/2017	Servizio B- Servizio per il trattamento di solidificazione-stabilizzazione rifiuti speciali (caratterizzati da presenza di oli minerali) di raffineria contenuti in fusti.
raffineria	DD n. 579 del 14/06/07	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.59/2007 - D.Lgs. 152/2006 - art. 210 - attività di trattamento chimico-fisico (D9) di rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi all'interno della Raffineria API di Falconara M.ma - Rettifica della Determinazione del Dirigente n. 236 del 12/03/2007	Petroltecnica	---	Servizio B- Servizio per il trattamento di solidificazione-stabilizzazione rifiuti speciali (caratterizzati da presenza di oli minerali) di raffineria contenuti in fusti.
raffineria	DD n. 838 del 07/09/06	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.84/2006 del 1/9/2006 - D.Lgs 152/2006 - art. 210 - Attività di Deposito preliminare (D15) e messa in riserva (R13) di rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi all'interno della Raffineria API di Falconara M.ma - Modifica della Determinazione del Dirigente del IX Settore n.155 del 27/2/2006	Petroltecnica	---	Servizio F- Servizio di deposito preliminare di rifiuti speciali prodotti nel complesso industriale Api, attività di cernita e riconfezionamento nelle aree autorizzate (Impianto F) e smaltimento-recupero dei medesimi in impianti esterni autorizzati.
raffineria	DD n. 237 del 12/03/07	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.21/2007 del 8/3/2007 - D.Lgs 3 aprile 2006 - art. 210 - Attività di Deposito preliminare (D15) e messa in riserva (R13) di rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi all'interno della Raffineria API di Falconara M.ma (AN), Via Flaminia 685 - Rinnovo dell'autorizzazione regionale Decreto n. 131/AMB/SR del 29/04/2002 e successive modifiche e integrazioni provinciali D.D. n.155 del 27/2/2006 e D.D. n.838 del	Petroltecnica	12/03/2017	Servizio F- Servizio di deposito preliminare di rifiuti speciali prodotti nel complesso industriale Api, attività di cernita e riconfezionamento nelle aree autorizzate (Impianto F) e smaltimento-recupero dei medesimi in impianti esterni autorizzati.

ambito	riferimento	ente	oggetto	ditta	scadenza	Riferimento contratto
			07/9/2006			
raffineria	DD n. 622 del 28/06/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.64/2006 - D.Lgs 152/2006 - art. 210 - attività di trattamento chimico-fisico (D9) di rifiuti speciali non pericolosi all'interno della Raffineria API - Modifica della Determinazione del Dirigente del IX Settore n. 156 del 27/02/2006	Petroltecnica	---	Servizio A- Servizio per la separazione di fase dei semilavorati di Raffineria, mediante centrifugazione, per il recupero della frazione liquida (acque madri) e solidificazione-stabilizzazione della frazione solida (pannello centrifugato)
raffineria	DD n. 235 del 12/03/2007	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.22/2007 - D.Lgs 3 aprile 2006 - art. 210 -attività di trattamento chimico-fisico (D9) di rifiuti speciali non pericolosi all'interno della Raffineria API di Falconara M.ma (AN), Via Flaminia 685 - Rinnovo dell'autorizzazione regionale Decreto n. 132/AMB/SR del 29/04/2002 e successive modifiche e integrazioni provinciali D.D. n. 156 del 27/02/2006 e D.D. n. 622 del 28/6/2006	Petroltecnica	12/03/2017	Servizio A- Servizio per la separazione di fase dei semilavorati di Raffineria, mediante centrifugazione, per il recupero della frazione liquida (acque madri) e solidificazione-stabilizzazione della frazione solida (pannello centrifugato)

Tabella 5

6. Rif. Allegato A.21 – Autorizzazioni gestione rifiuti

(richiesta relativa alla raffineria e all'impianto IGCC)

Dalla documentazione risulterebbe che Api Raffineria S.p.a. è titolare di una sola autorizzazione per la gestione dei rifiuti, cioè all'esercizio dell'impianto di trattamento delle acque di falda con operazioni R3-R5. Si chiede di presentare in un quadro sinottico tutte le autorizzazioni in capo alla ditta terza e quelle di pertinenza Api.

La gestione dei rifiuti prodotti all'interno del sito della raffineria api di Falconara è affidata ad una ditta esterna, intestataria di tutte le necessarie autorizzazioni e che opera nel sito a fronte di apposito contratto di *Global Service*, stipulato con la stessa api. (v. anche par. 5, 34)

api raffineria risulta invece titolare di un'unica autorizzazione per la gestione dei rifiuti, (v. Allegato 6a) relativa all'esercizio dell'impianto di trattamento delle acque di falda (TAF) che svolge operazioni R3-R5. (confronta punto 2)

Infine, nel sito opera temporaneamente un'ulteriore ditta, dotata di specifica autorizzazione rilasciata dalla Provincia di Ancona, che gestisce gli impianti mobili di pretrattamento acque provenienti dai pozzi della barriera idraulica di sito (v. Allegato 6b).

In tabella seguente viene fornito un quadro sinottico di tutte le autorizzazioni per la gestione dei rifiuti in capo alla società api raffineria ed in capo alle ditte terze operanti nel sito.

Riferimento	Ente	Oggetto	Ditta	Riferimento contratto/ impianto	Note
DD n. 153 del 27/02/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.20/2006 - D.Lgs 22/97 - Autorizzazione all'esercizio dell'attività di Deposito preliminare (D15), ricondizionamento preliminare (D14) e messa in riserva (R13) di rifiuti speciali pericolosi presso la Raffineria API di Falconara M.ma (AN)	Petroltecnica	Servizio D	Già inclusa nella Domanda AIA - Allegato A.21
DD n. 235 del 12/03/2007	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.19/2007 del 08/3/2007 - D.Lgs 3 Aprile 2006. art 210 - attività di Deposito preliminare (D15), ricondizionamento preliminare (D14) e messa in riserva (R13) di rifiuti speciali pericolosi presso la Raffineria API di Falconara M.ma (AN) - Rinnovo dell'autorizzazione regionale Decreto n. 129/AMB/SR del 29/4/2002 e successive modifiche e integrazioni rilasciate dalla Provincia di Ancona con autorizzazione n. 20/2004 del 08/4/2004 e con D.D. n. 153 del 27/2/2006	Petroltecnica	Servizio D	v. Allegato 5
DD n. 154 del 27/02/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.21/2006 - D.Lgs 22/97 art. 28 - Autorizzazione all'esercizio dell'attività di trattamento chimico-fisico (D9), mediante inertizzazione, di rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi provenienti dall'impianto della Raffineria API di Falconara M.ma (AN), Via Flaminia 685	Petroltecnica	Servizio B	Già inclusa nella Domanda AIA - Allegato A.21
DD n. 236 del 12/03/2007	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.20/2007 - D.Lgs 3 aprile 2006 - art. 210 - attività di trattamento chimico-fisico (D9) di rifiuti speciali non pericolosi all'interno della Raffineria API di Falconara M.ma (AN), Via Flaminia 685 - Rinnovo dell'autorizzazione regionale Decreto n.130/AMB/SR del 29/04/2002 e successiva modifica provinciale D.D. n. 154 del 27/02/2007	Petroltecnica	Servizio B	v. Allegato 5
DD n. 579 del 14/06/2007	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.59/2007 - D.Lgs. 152/2006 - art. 210 - attività di trattamento chimico-fisico (D9) di rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi all'interno della Raffineria API di Falconara M.ma - Rettifica della Determinazione del Dirigente n. 236 del 12/03/2007	Petroltecnica	Servizio B	v. Allegato 5
DD n. 155 del 27/02/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.22/2006 - D.Lgs 22/97 art. 28 - Autorizzazione all'esercizio dell'attività di Deposito preliminare (D15) e messa in riserva (R13) di rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi all'interno della Raffineria API di Falconara M.ma (AN), Via Flaminia 685	Petroltecnica	servizio F	Già inclusa nella Domanda AIA - Allegato A.21
DD n. 838 del 07/09/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.84/2006 del 1/9/2006 - D.Lgs 152/2006 - art. 210 - Attività di Deposito preliminare (D15) e messa in riserva (R13) di rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi all'interno della Raffineria API di Falconara M.ma - Modifica della Determinazione del Dirigente del IX Settore n.155 del 27/2/2006	Petroltecnica	servizio F	v. Allegato 5

Riferimento	Ente	Oggetto	Ditta	Riferimento contratto/ impianto	Note
DD n. 237 del 12/03/2007	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.21/2007 del 8/3/2007 - D.Lgs 3 aprile 2006 - art. 210 - Attività di Deposito preliminare (D15) e messa in riserva (R13) di rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi all'interno della Raffineria API di Falconara M.ma (AN), Via Flaminia 685 - Rinnovo dell'autorizzazione regionale Decreto n. 131/AMB/SR del 29/04/2002 e successive modifiche e integrazioni provinciali D.D. n.155 del 27/2/2006 e D.D. n.838 del 07/9/2006	Petroltecnica	servizio F	v. Allegato 5
DD n. 156 del 27/02/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.23/2006 - D.Lgs 22/97 art. 28 - Autorizzazione all'esercizio dell'attività di trattamento chimico-fisico (D9) di rifiuti speciali non pericolosi all'interno della Raffineria API di Falconara M.ma (AN), Via Flaminia 685	Petroltecnica	servizio A	Già inclusa nella Domanda AIA - Allegato A.21
DD n. 622 del 28/06/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.64/2006 - D.Lgs 152/2006 - art. 210 -attività di trattamento chimico-fisico (D9) di rifiuti speciali non pericolosi all'interno della Raffineria API - Modifica della Determinazione del Dirigente del IX Settore n. 156 del 27/02/2006	Petroltecnica	servizio A	v. Allegato 5
DD n. 235 del 12/03/2007	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.22/2007 - D.Lgs 3 aprile 2006 - art. 210 -attività di trattamento chimico-fisico (D9) di rifiuti speciali non pericolosi all'interno della Raffineria API di Falconara M.ma (AN), Via Flaminia 685 - Rinnovo dell'autorizzazione regionale Decreto n. 132/AMB/SR del 29/04/2002 e successive modifiche e integrazioni provinciali D.D. n. 156 del 27/02/2006 e D.D. n. 622 del 28/6/2006	Petroltecnica	servizio A	v. Allegato 5
Aut. N.8/2006 del 25/01/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Approvazione progetto e autorizzazione all'esercizio di un impianto per il recupero (R3-R5) di rifiuti liquidi provenienti dalla falda acquifera ubicato presso lo stabilimento API Raffineria di Ancona SpA, Via Flaminia, 685 - Falconara Marittima	api Raffineria di Ancona SpA	TAF	v. Allegato 6a
DD n. 746 del 25/07/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n. 76/2006 del 25/7/2006 D.Lgs. 152/2006 - art. 210 - impianto per il recupero (R3-R5) di rifiuti liquidi provenienti dalla falda acquifera. Modifica dell'autorizzazione n.8/2006 del 25/01/2006 e s.m.i.	api Raffineria di Ancona SpA	TAF	v. Allegato 6a
DD n.323 del 05/04/2007	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n. 36/2007 del 5/4/2007 D.Lgs. 152/2006 - art. 210 - impianto per il recupero (R3-R5) di rifiuti liquidi provenienti dalla falda acquifera ubicata all'interno della raffineria. Modifica dell'autorizzazione n.8/2006 del 25/01/2006 e s.m.i.	api Raffineria di Ancona SpA	TAF	v. Allegato 6a
DD n. 423 del 10/05/2007	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n. 44/2007 del 8/5/2007 D.Lgs. 152/2006 - art. 210 - impianto per il recupero (R3-R5) di rifiuti liquidi provenienti dalla falda acquifera. Modifica dell'autorizzazione n.8/2006 del 25/01/2006 e s.m.DD 482 del 19/6/2006 e DD 323 del 5/4/2007	api Raffineria di Ancona SpA	TAF	v. Allegato 6a
DD n. 136 del 21/02/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n. 18/2006 - D.Lgs. 22/97 art. 28 comma 7 - Autorizzazione alla realizzazione e all'utilizzo di n. 3 impianti mobili per il trattamento (D9) di rifiuti liquidi costituiti da acque reflue industriali e acque di falda contaminate da inquinanti e revoca della DD n. 117 del 17/02/2006 all'autorizzazione D.D. 136 del 21/02/2006	SIMAM SRL	Impianti mobili pretrattamento acque pozzi barriera idraulica	(*)

Riferimento	Ente	Oggetto	Ditta	Riferimento contratto/ impianto	Note
DD n. 334 del 11/04/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n. 40/2006 - D.Lgs. 22/97 art. 28 comma 7 - Autorizzazione alla realizzazione e all'utilizzo di n. 3 impianti mobili per il trattamento (D9) di rifiuti liquidi costituiti da acque reflue industriali e acque di falda contaminate da inquinanti -Integrazione all'autorizzazione D.D. 136 del 21/02/2006	SIMAM SRL	Impianti mobili pretrattamento acque pozzi barriera idraulica	(*)
DD n. 895 del 28/09/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n. 88/2006 del 14/09/2006 - D.Lgs. 152/06 art. 210 - realizzazione e utilizzo di n. 6 impianti mobili per il trattamento (D9) di rifiuti liquidi costituiti da acque reflue industriali e acque di falda contaminate da inquinanti -Integrazione alla D.D. del IX Settore n.136 del 21/02/2006 e successiva integrazione n. 334 del 11/4/2006	SIMAM SRL	Impianti mobili pretrattamento acque pozzi barriera idraulica	(*)
DD n. 956 del 12/10/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n. 93/2006 del 12/10/2006 - D.Lgs. 3/4/2006 n.152 art. 208, c.15 - impianti mobili per il trattamento (D9) di rifiuti liquidi costituiti da acque di falda inquinate -Campagna di attività	SIMAM SRL	Impianti mobili pretrattamento acque pozzi barriera idraulica	(*)
DD n. 1109 del 21/11/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n. 104/2006 del 20/11/2006 - D.Lgs. 152/2006 - art. 210 - impianti mobili per il trattamento (D9) di rifiuti liquidi costituiti da acque di falda inquinate. Campagna di attività - Modifica della D.D. del IX Settore n.956 del 12/10/2006	SIMAM SRL	Impianti mobili pretrattamento acque pozzi barriera idraulica	(*)
DD n. 594 del 21/06/2007	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n. 62/2007 del 19/6/2007 - D.Lgs. 3 aprile 2006 - art. 210 - impianti mobili per il trattamento (D9) di rifiuti liquidi costituiti da acque di falda inquinate. Campagna di attività - Proroga dell'autorizzazione concessa con DD n. 956 del 12/10/2006 e successiva modifica DD n. 1109 del 21/11/2006 D.D. del IX Settore n.956 del 12/10/2006	SIMAM SRL	Impianti mobili pretrattamento acque pozzi barriera idraulica	(*)
DD n. 1168 del 20/12/2007	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n. 119/2007 del 20/12/2007 - D.Lgs. 3 aprile 2006 - art. 210 - impianti mobili per il trattamento (D9) di rifiuti liquidi costituiti da acque di falda inquinate. Campagna di attività - Proroga dell'autorizzazione concessa con DD n. 956 del 12/10/2006 e successiva modifica DD n. 1109 del 21/11/2006 D.D. del IX Settore n.956 del 12/10/2006	SIMAM SRL	Impianti mobili pretrattamento acque pozzi barriera idraulica	v. Allegato 6b
DD n. 272 del 02/04/2008	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n. 23/2008 del 01/04/2008 - D.Lgs. 3 aprile 2006 - art. 210 - impianti mobili per il trattamento (D9) di rifiuti liquidi costituiti da acque di falda inquinate. Campagna di attività - Proroga dell'autorizzazione concessa con DD n. 956 del 12/10/2006 e successiva modifica DD n. 1109 del 21/11/2006 D.D. del IX Settore n.956 del 12/10/2006	SIMAM SRL	Impianti mobili pretrattamento acque pozzi barriera idraulica	v. Allegato 6b

Tabella 6

Nota:

(*) Tali autorizzazioni sono disponibili presso la raffineria api. In Allegato 6a vengono riportate le ultime due proroghe autorizzative rilasciate a SIMAM dalla Provincia di Ancona.

7. Allegato A.25- Schemi a blocchi

(richiesta relativa alla raffineria e all'impianto IGCC)

Lo schema a blocchi non è conforme alle indicazioni riportate nella guida alla compilazione della domanda di AIA. Il complesso della suddivisione in fasi delle attività e della loro rappresentazione grafica tramite schemi a blocchi quantificati consente la costruzione di un "modello concettuale" dell'impianto che pone in relazione cause (di consumi ed emissioni) e loro effetti. Ciò aiuta nella valutazione dell'impatto ambientale complessivo. Si chiede di riportare schemi conformi alle indicazioni contenute nella guida alla compilazione.

In Allegato 7a e 7b al presente documento vengono riportati i nuovi schemi a blocchi quantificati per raffineria e impianto IGCC, nell'assetto attuale dell'impianto alla capacità produttiva. (Sostituiscono l'Allegato A.25 di ciascuna Domanda AIA).

In Allegato 7c vengono invece riportati gli schemi a blocchi per la raffineria nell'assetto modificato con gli interventi di adeguamento previsti in Scheda C (Sostituiscono l'Allegato C.7 della Domanda AIA della raffineria).

8. Rif. Scheda B – Combustibili utilizzati

(richiesta relativa alla raffineria e all'impianto IGCC)

Manca la specifica quantità dello zolfo contenuta nel metano

Il metano viene approvvigionato dalla rete di distribuzione nazionale. I certificati di analisi regolarmente inviati dalla società SNAM non precisano tale dato, presumibilmente non significativo.

A titolo di esempio, in Allegato 8 si fornisce copia di un certificato inviato da SNAM.

9. Rif. Scheda B – B.7.1- Emissioni in atmosfera di tipo convogliato

(richiesta relativa all'impianto IGCC)

Mancano i dati sul parametro H₂S.

In tabella seguente si riporta un estratto della scheda B relativa alle emissioni di tipo convogliato all'assetto relativo all'anno 2004 con i valori sul parametro H₂S richiesti. Tali dati derivano dalle rilevazioni dell'analizzatore in continuo (gascromatografo) posto in corrispondenza del camino del post combustore 2 (IGCC).

B.7.1 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato (parte storica) *						Anno di riferimento: 2004
Camino	Portata Nm ³ /h	Inquinanti	Flusso di massa, kg/h	Flusso di massa, kg/anno	Concentrazione, mg/Nm ³	% O ₂
E26C POST-COMB 2	20.838,285	NOX	0,37	2.973,22	17,84	15
		SO ₂	9,32	74.550,96	447,20	
		CO	0,57	4.533,50	27,19	
		PTS	0,00	0,00	0,00	
		RAME	0,000005	0,04	0,00	
		VANADIO	0,000052	0,42	0,00	
		NICHEL	0,000001	0,01	0,00	
		H ₂ S	0,0074	56	0,44	

Si fa presente che, nelle indagini periodiche, effettuate semestralmente con la metodologia di analisi 634/1984 (manuale UNICHIM n°122), le concentrazioni di acido solfidrico nei fumi sono sempre risultate inferiori al limite di rilevabilità del metodo, pari a 10 mg/Nmc.

10. Rif. Scheda B – B.8.2- Emissioni in atmosfera non convogliate

(richiesta relativa alla raffineria)

In generale mancano gli sviluppi dei calcoli. Mancano inoltre le emissioni di VOC dal separatore acqua/olio, dall'unità di flottazione (se non coperta), dal pontile e dall'isola durante il trasferimento di prodotti leggeri dalla raffineria alle navi. E' necessaria la citazione del metodo di calcolo e gli sviluppi degli stessi.

La risposta ai suddetti quesiti viene proposta unitariamente alla risposta ai quesiti di cui al successivo paragrafo 38.

Negli allegati da 10a a 10g si riporta dettagliata documentazione, descrittiva della metodologia adottata per il calcolo delle emissioni diffuse e fuggitive e dei risultati riportati nella Scheda B.8, allegata alla domanda di AIA.

Si precisa che a partire dall'anno 2003 è in corso un programma di monitoraggio e contenimento delle emissioni fuggitive. In parallelo sono stati calcolati i contributi alle emissioni diffuse di COV.

Nel prospetto seguente si illustra sinteticamente il contenuto della documentazione allegata, che fornisce dettagliate informazioni sulla metodologia adottata, sulle assunzioni fatte e sui risultati ottenuti:

Allegato	Contenuto
10a	Descrizione della metodologia LDAR, richiami ai riferimenti legislativi e tecnici, e illustrazione dell'applicazione di tale metodologia nel sito api, a partire dal 2003 fino al 2007.
10b	Descrizione dei risultati, ottenuti con l'applicazione della metodologia LDAR, relativamente alle emissioni fuggitive presenti nel sito api. La relazione aggiorna i risultati emissivi del sito in base agli esiti del monitoraggio effettuato nel 2007, dopo l'entrata in esercizio dell'impianto di desolfurazione gasoli HDS6a. Sono riportate dettagliate considerazioni sulle prestazioni dei componenti monitorati.
10c	Procedura interna api che fornisce i "CRITERI DI GESTIONE DEGLI INTERVENTI DI MANUTENZIONE DELLE SORGENTI DI EMISSIONI FUGGITIVE". Scopo della procedura è quello di definire i criteri di gestione degli interventi di manutenzione (fase "And Repair" del protocollo LDAR) in seguito alle evidenze documentali del programma di monitoraggio delle emissioni fuggitive (fase Leak Detection). La procedura riguarda perdite da valvole, flange, dreni, pozzetti di raccolta, tenute di pompe, tenute di compressori, aste fognarie e vasche dell'intero sito industriale di raffineria.
10d	Descrizione della metodologia adottata per il calcolo delle emissioni diffuse dall'area

Allegato	Contenuto
	Movimentazione (Marketing Terminals). Il computo dei VOC diffusi è suddiviso tra Marketing terminals a terra e a mare. La stima delle emissioni diffuse da Marketing terminal considera le emissioni generate durante la movimentazione dei prodotti nelle fasi di caricamento delle autocisterne e delle navi cisterna, identificando in particolare i contributi dal pontile e dall'isola.
10e	Descrizione della metodologia adottata per il calcolo delle emissioni diffuse dall'area stoccaggio di materie prime e di prodotti.
10f	Descrizione della metodologia adottata per il calcolo delle emissioni di idrocarburi non metanici volatili dal sistema di torcia. Il valore assegnato risulta dalla media di 4 valori, ottenuti adottando 4 diversi metodi di stima, di cui sono riportati i riferimenti bibliografici.
10g	Descrizione della metodologia adottata per il calcolo delle emissioni diffuse dal collettamento acque reflue e dall'impianto di trattamento effluenti. In relazione al sistema di trattamento l'emissione è stata calcolata alla piena capacità. Il modello di calcolo adottato tiene conto di tutte le sezioni dell'impianto di trattamento effluenti, inclusi il separatore acqua/olio e l'unità di flottazione, e fornisce un risultato complessivo per le emissioni dall'impianto stesso. Nel documento viene descritto anche l'effetto del recente intervento di copertura di uno dei serbatoi di stoccaggio delle acque reflue (TK1).

Di seguito si riporta, invece, una breve sintesi della metodologia di monitoraggio delle emissioni diffuse,

I GRUPPI EMISSIVI

Le emissioni diffuse sono generate da sorgenti di vario genere appartenenti agli impianti o che costituiscono esse stesse degli impianti, come ad esempio il sistema di trattamento delle acque.

Per ciascuno dei gruppi emissivi è disponibile un protocollo EPA che definisce l'approccio per configurare i modelli, per definire le modalità dei piani di monitoraggio e fornire le procedure per la determinazione della stima emissiva.

La quantità di dati necessari per calcolare la stima emissiva complessiva è piuttosto rilevante. Taluni dati sono disponibili, altri sono misurabili ed alcuni solo stimabili. Nella definizione della stima emissiva si è utilizzato perciò un approccio più conservativo in termini inversamente proporzionali alla qualità dei dati acquisiti per il calcolo.

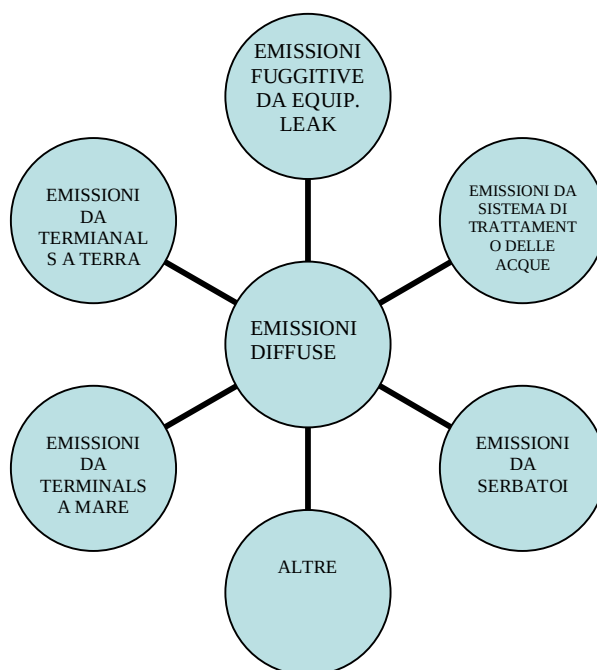


Figura 1

I protocolli e i database utilizzati per la definizione delle stime di ciascun gruppo emissivo sono tutti della Environmental Protection Agency.

Protocolli di riferimento, data input e data output per ogni gruppo emissivo

gruppo emissivo	protocolli di riferimento	software	dati input 1	dati input 2	dati input 3	dati input 4	dati output
emissioni fuggitive	LDAR EPA453/95	FERpro	Catalogazione ed inventario di tutti i componenti	monitoraggio EPA21 su ciascun componente		calcolo coeff emissivi medi ed indici	calcolo della stima emissiva
emissioni da WWTS	AP42-5.1.1	WATER 9.2	quantificazione del flusso	configurazione del sistema di collettamento e trattamento	caratterizzazione del carico inquinante delle acque TPHg		calcolo della stima emissiva
emissioni da serbatoi	AP42-4.8	TANKs 4.09	parametri di sito: T°C media, gg di insolazione	classificazione dei serbatoi	classificazione dei liquidi stoccati	tonnellaggio annuo stoccato per serbatoio	calcolo della stima emissiva
emissioni da terminali a mare	AP42-5.2.2	N	quantificazione e qualificazione idrocarburi in uscita	Modellizzazione della petroliera tipo serbatoio	indice di efficienza sistema recupero vapori se esistenti	Fattore di sicurezza utilizzato nella definizione della stima :K = 1,10	calcolo della stima emissiva
emissioni da terminali a terra	AP42-5.2.2	N	quantificazione e qualificazione carburanti in uscita	ripartizione tra le modalità di carico	attribuzione indice di efficienza sistema recupero vapori	Fattore di sicurezza utilizzato nella definizione della stima :K = 1,10	calcolo della stima emissiva
emissioni da altri specifici apparati	Archivio FIRE	N	identificazione dell'apparato	qualificazione dei sistemi di recupero dei vapori	identificazione del fattore emissivo di pertinenza	Fattore di sicurezza utilizzato nella definizione della stima :K = 1,10	calcolo della stima emissiva

L'attività di modellizzazione e monitoraggio si è sviluppata sull'arco di un quadriennio.

Nel corso del primo esercizio sono stati implementati per ciascun gruppo emissivo i modelli di pertinenza per giungere ad una stima complessiva di emissioni diffuse con i dati al tempo disponibili.

Nel corso degli esercizi successivi le attività svolte, che si sono concentrate sui gruppi:

1. emissioni fuggitive;
2. emissioni da sistema di collettamento e trattamento delle acque;
3. emissioni da serbatoi;

sono state rivolte all'affinamento dei dati di input dei modelli per consolidare l'affidabilità della stima emissiva.

Per i gruppi emissivi "emissioni da terminals a terra e a mare" sono state utilizzate le equazioni AP42 5.2.2. Il modello di computo di queste emissioni è molto semplificato perché tiene conto solo di

- quantità e qualità di idrocarburo trattato;
- presenza o meno di sistema di recupero di vapori;
- modalità di carico e configurazione dell'autocisterna e della nave cisterna.

Poiché i dati relativi al punto 3) sono oggettivamente di difficile acquisizione, si è preferito procedere seguendo un approccio conservativo, consistente nel definire delle condizioni standard di carico ed applicare un coefficiente di amplificazione $K = 1.10$ che tenesse conto delle fluttuazioni di carico. La stima emissiva addebitata a questo gruppo è stata perciò valutata costante nei differenti esercizi per oscillazioni di carico considerate all'interno del fattore di amplificazione utilizzato.

Appartengono al gruppo emissivo catalogato come "Altro" elementi di sistema per la cui stima si sono utilizzati i fattori dell'archivio FIRE. La stima emissiva di questo gruppo è stata calcolata applicando il fattore emissivo per il carico. Anche in questo caso si è ritenuto di applicare un fattore di sicurezza per tener conto delle oscillazioni di carico.

All'interno di questo gruppo era stata inserita un'imputazione emissiva al "Vacuum (1 – 3 - flash) Distillate Column Condenser", applicabile al sistema di condensazione dei distillati da vuoto che nel caso specifico è riferita alle tre unità "Vacuum 1", "Vacuum 3" e "Vacuum flash", perché non era del tutto evidente, al tempo della definizione della prima stima emissiva, la natura e l'efficienza di dispositivi tecnologici atti al recupero dei gas. Successive indagini hanno permesso di verificare che effettivamente il coefficiente proposto dall'archivio FIRE era da applicarsi ad un impianto di tecnologia precedente a quello in uso presso la raffineria da molti anni. L'imputazione è stata perciò decurtata dal totale complessivo.

Di seguito la descrizione delle attività svolte e dei modelli utilizzati.

EMISSIONI FUGGITIVE

Il piano di monitoraggio presso la raffineria si è sviluppato nell'arco del quadriennio 2003-2006. In ciascun esercizio si è provveduto alla catalogazione delle sorgenti per tranches successive. L'attività di catalogazione si è conclusa nel 2006. Tutte le circa 30.000 sorgenti catalogate sono state monitorate con tecnica EPA Method 21 e per circa il 25% si è provveduto ad un secondo monitoraggio. L'elaborazione della stima emissiva VOC di questo gruppo è determinata moltiplicando il fattore emissivo medio calcolato Kg/h*componente per il numero di componenti catalogati nell'inventario. La stima emissiva di questo gruppo di sorgenti è indipendente dal tonnello raffinato ma è invero funzione diretta delle ore di servizio annue dell'impianto. Per convenzione la stima è calcolata conservativamente per 8.760 ore, condizione corrispondente ad impianti sempre in marcia.

CENNI SULLA PROCEDURA

Le emissioni fuggitive di VOC sono misurate con ispezione locale sul componente secondo procedura EPA Method 21 (protocollo EPA 453/95) con un VOC analyser detector.

Brevemente la routine:

1. catalogare i componenti, classificandoli per tipo, valvola o altro, e per fase dello stream, gassosa o liquida.

Questa attività consiste nell'inventariare la popolazione soggetta al controllo. Si fa una volta sola a meno di modifiche delle linee.

2. fissare una soglia di rispetto in ppmv oltre la quale il componente deve essere oggetto di azione correttiva.

La soglia di rispetto è la discriminante che innesci l'azione correttiva sul componente; è decisa in funzione della tossicità del gas ed è comunque scelta dal gestore dell'impianto. Secondo gli standard internazionali per le raffinerie può essere di 5.000 o 10.000 ppmv. Nelle procedure interne api è presente uno standard interno SI034 specificatamente realizzato allo scopo nel quale viene fissato il valore di 10.000 ppmv come soglia di perdita per l'intervento immediato.

3. eseguire l'ispezione con il VOC detector ed individuare le sorgenti con emissione oltre la soglia di rispetto.

Il monitoraggio avviene sui componenti, uno per uno, secondo la tecnica EPA Method 21.

4. attivare un'azione correttiva sulle sorgenti

Le sorgenti individuate oltre soglia vengono 'riparate' dalla manutenzione o inserite in un piano di manutenzione, nel caso non si possa intervenire con impianti in marcia.

5. contare le sorgenti oltre soglia e misurarne la percentuale sull'inventario

es: se il monitoraggio di 1.000 sorgenti ne ha individuate 40 oltre soglia 10.00 ppmv, allora si afferma che la performance del sistema si attesta sul valore 4%; tale valore è l'indicatore della prestazione delle sorgenti; l'obiettivo della routine è quello di far convergere la variabile a 1% (se solo l'1% delle sorgenti monitorate è oltre soglia allora il sistema ha raggiunto il suo

optimum emissivo).

6. utilizzare le letture volumetriche (ppmv) dell'ispezione ed implementarle nelle equazioni di correlazione per ottenere la stima quantitativa Kg/h addebitabile all'inventario

Le equazioni EPA del protocollo 453/95 permettono di ottenere la stima quantitativa delle emissioni fuggitive; tale stima è utilizzata dalla funzione Salute, Sicurezza, Ambiente e Qualità per la stesura dei propri rapporti o per altre attività secondo le necessità interne. E' possibile già con l'ispezione di un migliaio di sorgenti formulare delle stime emissive dell'insieme dei componenti attraverso l'ausilio di modelli che permettono di stimare la popolazione di sorgenti della raffineria. Le successive implementazioni che aumentano il numero delle sorgenti catalogate ed inventariate permettono di affinare sempre più la stima emissiva di VOC.

7. ripetere il monitoraggio sulle sorgenti dell'inventario

I passaggi da 3 a 6 sono iterati tal quale nei cicli ispettivi successivi secondo un timing tra l'ispezione n-esima e la n+1-esima, in funzione dell'esito della visita ispettiva.

La procedura testé descritta è chiamata LDAR.

Questo tipo di programma rappresenta nel contempo una procedura formalizzata per il controllo ed una strategia di riduzione delle emissioni fuggitive. L'implementazione a cicli successivi permette di sottoporre a completa sorveglianza la popolazione di sorgenti in un orizzonte temporale di 3-5 anni.

LDAR permette di individuare i componenti inefficienti, di verificare l'idoneità delle azioni correttive e di indirizzare la scelta della migliore azione correttiva all'interno di un piano di miglioramento formalizzato.

L'implementazione di questo programma incontra le prescrizioni delle linee guida per l'applicazione del D.Lgs. 372/99 della IPPC.

EMISSIONI DA SERBATOI DI STOCCAGGIO

La stima delle emissioni diffuse dai serbatoi presso la raffineria è stato ottenuto configurando l'intero parco serbatoi e processando i dati di flusso di greggio, semilavorati e carburanti dell'esercizio 2002 (per il report relativo all'anno 2003) e dell'esercizio 2004 (per il report relativo all'anno 2005). Nel corso del 2005 è stata effettuata una nuova verifica dei dati di configurazione utilizzati nella prima fase.

Il calcolo della stima è generato da una routine del software dopo la compilazione del database, inserendo i seguenti parametri:

- Parametri meteorologici dei valori medi di temperatura ed insolazione rappresentativi per il sito
- Classificazione tipologica dei serbatoi
- Dimensioni e configurazione dei serbatoi
- Caratteristiche dei prodotti stoccati nei serbatoi
- Quantità annuale del prodotto stoccato dai serbatoi e dinamica di flusso

Per la determinazione della stima è stato utilizzato il Software Tanks 4.09b, sviluppato da EPA ed API (American Petroleum Institute) per la quantificazione delle emissioni diffuse dai serbatoi. Le procedure di calcolo sono conformi al protocollo AP42.

SISTEMA DI TRATTAMENTO EFFLUENTI (WWTS)

La stima delle emissioni diffuse dal sistema di collettamento e trattamento delle acque reflue presso la raffineria è stato ottenuto configurando e catalogando negli esercizi 2003/2004 gli elementi del sistema, attribuendo il flusso di progetto del sistema per 365 gg annui (massima capacità di sistema), per slegare la stima dal tonnellaggio raffinato e porsi in una condizione più conservativa.

Nel corso del 2004 è stato portato a termine un censimento e monitoraggio completo degli elementi della sezione di collettamento, costituita dalla rete fognaria di raffineria che è alimentata lungo il suo sviluppo verso l'ingresso al sistema di trattamento da diverse sezioni di raffineria ed interagisce con l'esterno attraverso vari tipi di sorgenti, quali i drains, i junction boxes ed i tombini.

Il carico inquinante di idrocarburi è stato ricavato da dati di benchmarking. La elaborazione è stata eseguita utilizzando il software EPA WATER 9 che ha permesso di effettuare analisi di sensitività per consolidare il dato di stima emissiva ottenuto.

11. Rif. Scheda B – raff-rev1- B.7.1 e B.7.2 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato

(richiesta relativa alla raffineria)

E' necessario riportare la codifica dei punti di emissione del sistema recupero vapori benzina e bitume, i flussi di massa, le portate di COV.

Risulta altresì necessario argomentare la scelta di riportare nella scheda B.8.2 (tra le emissioni di tipo non convogliato) i flussi di massa del sistema recupero vapori.

I punti di emissioni dai sistemi di recupero vapori benzine e bitume sono stati codificati e identificati nella planimetria di cui all'Allegato 11.

Nell'ambito della domanda di AIA presentata nel 2006 le emissioni dalle baie di carico benzine e bitumi sono state considerate tra le emissioni non convogliate ed i rispettivi valori di flussi di massa di COV sono stati contabilizzati nella sezione B.8 della Scheda B (voce: Marketing terminal).

Tale scelta è in accordo con la metodologia EPA (AP 42 sezione 5) adottata per il calcolo delle emissioni diffuse generate dalla movimentazione di idrocarburi, sia a terra che a mare. La metodologia, illustrata nel documento riportato in Allegato 10e prende in considerazione le diverse tipologie di prodotti caricati nelle autocisterne e richiede, tra i dati di input, l'efficienza di eventuali sistemi installati per il recupero dei vapori.

Nel caso del sito api, per il sistema di recupero vapori benzine è stato assunto un valore di efficienza di recupero pari al 98%, mentre per l'area bitumi, all'epoca della valutazione delle emissioni diffuse (2004) non era presente un sistema recupero vapori.

Si osserva che il calcolo delle emissioni, effettuato secondo la metodologia EPA AP42, risulta conservativo rispetto a quello basato sui risultati di monitoraggi periodici delle emissioni e fornisce una stima più ripetibile negli anni. Si tenga conto, infatti, che la metodica EPA si basa sull'effettivo quantitativo di prodotti movimentati nel corso dell'anno.

Nel successivo paragrafo 25 si riporta il quadro completo delle emissioni convogliate, al quale si rimanda per la codifica e la caratterizzazione geometrica dei punti in esame.

12. Rif. Scheda B – B.10.2 Impianto di produzione acqua demi sezione osmosi inversa

(richiesta relativa alla raffineria)

Si chiede di aggiornare le concentrazioni delle sostanze inquinanti dello scarico SF-Raff-2, riportate nella scheda B.10.2, con i valori misurati dopo il 2006, anno di entrata in esercizio dell'impianto TAF.

Di seguito si riporta un estratto della scheda B.10.2 relativa allo scarico SF-Raff-2, con i dati aggiornati a valle dell'entrata in funzione del TAF.

L'impianto ha richiesto una fase di messa a punto e regolazione iniziale che si è protratta per alcuni mesi. Infatti, nel periodo febbraio-agosto 2006 è entrato progressivamente in funzione il sistema di barrieramento idraulico costituente la messa in sicurezza d'emergenza del sito, avvenuto per fasi successive fino al raggiungimento della portata di progetto della barriera.

I valori di concentrazione riportati nella successiva Scheda B.10.2 costituiscono i valori massimi rilevati nel corso dell'anno 2007.

Occorre inoltre precisare che, oltre che per lo scarico SF-Raff-2, si è reso opportuno aggiornare la scheda B.10.2 anche per lo scarico proveniente dal trattamento effluenti di raffineria (SF-Raff-1), in quanto le concentrazioni 2004, utilizzate per il calcolo dell'assetto alla capacità produttiva nella Domanda AIA presentata, tenevano conto dell'afflusso proveniente dai pozzi, fino a quel momento realizzati, costituenti la messa in sicurezza di emergenza del sito e pertanto non sono da ritenersi rappresentative della reale situazione emissiva di raffineria.

B.10.2 Emissioni in acqua (alla capacità produttiva)

Scarichi parziali	Inquinanti	Sostanza pericolosa	Flusso di massa g/h (t/anno)	Concentrazione mg/l
SF-Raff-1	C.O.D.	NO	64.000 (560,64 t/anno)	160
	N-NH4	NO	6.000 (52,56 t/anno)	15
	N-NO3	NO	3.800 (33,29 t/anno)	9,5
	N-NO2	NO	240 (2,10 t/anno)	0,6
	Idroc. Totali	NO	1.200 (10,51 t/anno)	3
	Solidi sospesi totali	NO	30.000 (262,80 t/anno)	75
	As	SI	4 (40 kg/anno)	0,01
	Cu	SI	5,2 (50 kg/anno)	0,013
	Ni	SI - P	25,2 (220 kg/anno)	0,063
	Pb	SI - (PP)	3,6 (30 kg/anno)	0,009
	Zn	SI	26,4 (230 kg/anno)	0,066
	Fenoli	SI	4 (40 kg/anno)	0,01
	Fluoruri	NO	520 (4.560 kg/anno)	1,3
	Cianuri	NO	28 (250 kg/anno)	0,07
	Cloruri	NO	(*)	(*)
	MTBE *	NO	2.360 (20,67 t/anno)	5,9
	ETBE *	NO	4 (35 kg/anno)	0,01

Nota 1: come richiesto dalla Guida alla compilazione della modulistica per la domanda AIA sono state indicate con SI le sostanze incluse nell'elenco di cui all'allegato A al DM367/03 (attualmente Tabella 1/A dell'allegato 1 alla Parte Terza del D.Lgs.152/06) e con P e con PP, rispettivamente, le sostanze prioritarie e le sostanze pericolose prioritarie ai sensi della decisione 2455/2001/CE.

(*) Su tale parametro vi è deroga al limite del D.Lgs 152/06 in quanto il corpo recettore è il Mare Adriatico

B.10.2 Emissioni in acqua (alla capacità produttiva)

Scarichi parziali	Inquinanti	Sostanza pericolosa	Flusso di massa g/h	Concentrazione mg/l
SF-Raff-2	Solidi Sospesi Totali	NO	5.250 g/h (45,99 t/anno)	35
	COD *	NO	9.000 g/h (78,84 t/anno)	60
	Idrocarburi totali *	NO	52,5 g/h (460 kg/anno)	0,35
	Ammoniaca *	NO	750 g/h (6,57 t/anno)	5
	Nitrati *	NO	1.650 g/h (14,45 t/anno)	11
	MTBE *	NO	75 g/h (660 kg/anno)	0,5
	ETBE *	NO	15 g/h (130 kg/anno)	0,1

Nota 1: come richiesto dalla Guida alla compilazione della modulistica per la domanda AIA sono state indicate con SI le sostanze incluse nell'elenco di cui all'allegato A al DM367/03 (attualmente Tabella 1/A dell'allegato 1 alla Parte Terza del D.Lgs. 152/06) e con P e con PP, rispettivamente, le sostanze prioritarie e le sostanze pericolose prioritarie ai sensi della decisione 2455/2001/CE.

*: parametri da monitorare in accordo con il punto 30 del Decreto n°18/03 del 30.06.03 del Direttore Dip.to Territorio e Ambiente

13. Rif. Allegato B.14 - Rumore

(richiesta relativa alla raffineria e all'impianto IGCC)

Manca l'identificazione delle sorgenti di rumore interno al perimetro dello stabilimento, la loro localizzazione, la pressione sonora massima ad 1m dalla sorgente, e presenza di eventuali sistemi di contenimento con l'indicazione della capacità di abbattimento.

Data la numerosità delle apparecchiature presenti nel sito, è stato necessario, ai fini della caratterizzazione acustica, raggrupparle per aree e per tipologie, come illustrato in Allegato 13.

In particolare, si allegato:

- Allegato 13a- Planimetria ubicazione sorgenti raffineria
- Allegato 13b- Caratterizzazione delle sorgenti di raffineria
- Allegato 13c- Planimetria ubicazione sorgenti impianto IGCC
- Allegato 13d- Caratterizzazione delle sorgenti dell'impianto IGCC

Si fa presente che sistemi di contenimento del rumore sono presenti nell'impianto IGCC, dove le turbine e compressori asserviti all'unità di frazionamento aria sono ubicati all'interno di edifici insonorizzati. I dati acustici relative a queste sorgenti sono rilevati all'esterno dei suddetti edifici.

14. Rif. Allegato B.18 – Relazione tecnica processi produttivi- Bilancio di materia ed energia

(richiesta relativa alla raffineria e all'impianto IGCC)

Per ciascun impianto mancano i dati quantitativi schematici (da riportare in un diagramma a blocchi) in termini di materie prime, consumi energetici, consumi idrici, prodotti, emissioni, in termini di tipologia e quantità (aria, acqua, rifiuti). Si riporti il bilancio relativo all'anno 2006.

Per la risposta al presente quesito si rimanda a quanto riportato al precedente punto 7.

Si ricorda che, come concordato in occasione dell'incontro con il Gruppo Istruttore della Commissione IPPC tenutosi presso la sede APAT in data 21 aprile 2008 (v. Allegato 0) , è stato ritenuto preferibile presentare i bilanci relativi alla capacità produttiva piuttosto che ad un anno specifico, come inizialmente richiesto.

Nello specifico, sono stati elaborati gli schemi a blocchi per la raffineria e l'impianto IGCC sia per l'assetto alla capacità produttiva attuale che all'assetto con gli interventi di adeguamento per la raffineria previsti e riportati in Scheda C.

15. Rif. Allegato B.18 – Relazione tecnica processi produttivi- Unità bruciatori

(richiesta relativa alla raffineria)

Non sono riportate informazioni circa l'adozione di eventuali tecniche di tipo primario per la riduzione delle emissioni convogliate in aria.

L'indicazione dell'uso di tecniche primarie per la riduzione degli NOx è presente nell'Allegato D15 dove si analizzano le migliori tecniche disponibili utilizzate nella raffineria.

Ad integrazione di quanto descritto nell'Al.D15 della Domanda AIA di raffineria a pagg. 12, 34, 61, 62 con la realizzazione degli interventi di adeguamento indicati nella scheda C (completamento progetto Autoil), circa l'85% dei fumi emessi dai forni di raffineria viene emesso da bruciatori del tipo "Low_NOx".

16. Rif. Allegato B.18 – Relazione tecnica processi produttivi- Unità Fase 1: Topping

(richiesta relativa alla raffineria)

Non sono evidenziate le prestazioni dell'unità di dissalazione in funzione del tipo di grezzo trattato (manca il range di salinità del grezzo in ingresso), la quantità di additivi, eventuali tipi di pretrattamento prima dell'invio dei reflui all'impianto di depurazione acque.

Le prestazioni della sezione “desalter” integrata nell'Unità Topping risultano le seguenti: mediamente i sali contenuti nei grezzi trattati da api sono pari a 50mg/l, mentre la salinità media all'uscita del desalter è pari a 4 mg/l.

Per quanto riguarda l'uso di additivi, la quantità totale iniettata è pari a 12 ppm in peso rispetto al grezzo in carica). Altre informazioni sono fornite nell'Allegato D.15 alla domanda di AIA della raffineria, pag. 37, dedicato all'analisi dell'applicabilità delle migliori tecniche disponibili.

17. Rif. Allegato B.18 – Relazione tecnica processi produttivi- Sistema recupero vapori

(richiesta relativa alla raffineria)

Si descriva il sistema recupero vapori benzina e bitumi, e si relazioni in merito alla loro operatività, in termini di efficienza di recupero VOC e delle procedure operative intraprese per mantenere tali livelli.

Di seguito si riportano le descrizioni dei sistemi di recupero vapori, delle modalità di gestione e di controllo delle unità 4400 e 7200 .

UNITÀ 4400 - CARICO ATB RETE -SISTEMA DI "RECUPERO VAPORI BENZINA"

Descrizione del sistema

Le attrezzature di carico delle autobotti dedicate al rifornimento delle stazioni di servizio (comunemente definite autobotti di rete) sono dotate di un Sistema di Recupero Vapori che permette, tramite un processo di assorbimento:

il recupero della benzina dai vapori presenti nelle autobotti al carico;

la successiva reimmissione della benzina recuperata nei serbatoi adibiti allo stoccaggio della benzina destinata al carico atb.

Il carico delle autobotti avviene tramite 14 rampe le cui aspirazioni sono collegate direttamente al Sistema di Recupero. Il Sistema di Recupero è composto essenzialmente da due stadi in parallelo contenenti carboni attivi. I due letti di carbone, lavorano in fase di assorbimento e di rigenerazione in modo alternato. Ciascun ciclo di adsorbimento ha una durata di circa 18 minuti. Al termine dell'adsorbimento:

- l'adsorbitore in esercizio è gradualmente escluso e contemporaneamente è inserito in esercizio il secondo adsorbitore;
- l'adsorbitore che ha terminato il ciclo di adsorbimento è rigenerato per consentire il nuovo utilizzo.

Procedure operative/manutentive

Monitoraggio parametri di funzionamento del sistema

Il sistema è monitorato settimanalmente tramite una check list redatta sulla base di quanto riportato nel Manuale Operativo del Sistema di recupero Vapori (a sua volta predisposto sulla base delle informazioni e raccomandazioni fornite dalla società costruttrice John Zink).

La check list prevede la rilevazione e registrazione su apposito modulo una serie di grandezze termodinamiche che determinano il corretto funzionamento del Sistema.

Il modulo è archiviato in un registro dedicato.

I dati rilevati sono esaminati sia dal personale che opera sul Sistema che dalla funzione tecnologica di raffineria in modo da evidenziare valori anomali o trend indice di degrado delle prestazioni, procedendo, se necessario, alla definizione ed attuazione delle opportune azioni correttive atte a ripristinare il corretto funzionamento del Sistema (interventi manutentivi, modifica dell'assetto operativo, ecc).

Monitoraggio prestazioni del sistema

E' previsto con frequenza semestrale il campionamento ed analisi dei vapori all'ingresso ed uscita del sistema in modo da verificarne l'efficienza di abbattimento.

Il campionamento è condotto preferenzialmente in giornate caratterizzate da un elevato numero di autobotti in modo da poter verificare il Sistema in condizioni il più possibile prossime alle condizioni di progetto.

Le analisi finora condotte hanno sempre evidenziato:

- concentrazioni delle sostanze organiche volatili in uscita dal Sistema conformi a quanto previsto dalla parte II dell'allegato VII della Parte V del D. Lgs. N° 152 del 03/04/2006;
- efficienza di abbattimento del sistema pari al 94 - 99% .

La vita attesa dei Carboni attivi è pari a 10/15 anni ovviamente a seconda del grado di utilizzo.

I carboni sono stati sostituiti nel 2005 dopo 10 anni di esercizio.

Manutenzione preventiva/predittiva

Nell'ambito dei Piani di Manutenzione preventiva/predittiva implementati in raffineria è previsto uno specifico Piano di Manutenzione per il Sistema Recupero vapori Benzina.

Azioni migliorative

Sulla base dell'esperienza maturata nel corso dell'esercizio del sistema si ritiene opportuno aumentare la frequenza di verifiche delle prestazioni in modo da poter disporre di trend di efficienza in grado di consentire un' affidabile predizione della vita dei carboni attivi.

UNITÀ 7200 - CARICO BITUME -SISTEMA DI "ABBATTIMENTO FUMI E NEBBIE"

Descrizione del sistema

Le attrezzature di carico del bitume sono dotate di un "Sistema di abbattimento fumi e nebbie" avente lo scopo di abbattere VOC e composti solforati presenti nei fumi che si liberano dalle cisterne durante la fase di riempimento.

Il Sistema è in esercizio dal Novembre 2006.

Il carico delle autobotti di bitume avviene tramite 6 rampe le cui aspirazioni sono collegate direttamente all'impianto di abbattimento.

I vapori passano attraverso uno scambiatore di calore per abbassarne la temperatura e quindi attraverso una batteria di filtri in serie: Successivamente i vapori sono inviati ad un sistema di filtrazione a carboni attivi in modo da assorbire i composti organici più pesanti e quelli solforati. Il sistema di filtrazione è composto da due filtri in parallelo di cui uno in esercizio ed il secondo in stand by. All'uscita dai carboni attivi l'aria depurata è convogliata in atmosfera tramite una linea dedicata.

Procedure operative/manutentive

Il Manuale Operativo dell'Impianto di Caricazione Bitume (Unità 7200) riporta il funzionamento, le specifiche tecniche le procedure di avviamento e di shut down dell'unità ivi compreso il Sistema di Abbattimento Fumi e Nebbie.

Monitoraggio parametri funzionamento del sistema

Il sistema è monitorato settimanalmente tramite una check list redatta sulla base di quanto riportato nel Manuale Operativo del Sistema di Abbattimento (a sua volta predisposto sulla base delle informazioni e raccomandazioni fornite dalla società costruttrice).

La check list prevede la rilevazione e registrazione su apposito modulo una serie di grandezze termodinamiche che determinano il corretto funzionamento del Sistema.

Il modulo è archiviato in un registro dedicato.

I dati rilevati sono esaminati sia dal personale che opera sul Sistema che dalla funzione tecnologica di raffineria in modo da evidenziare valori anomali o trend indice di degrado delle prestazioni, procedendo, se necessario, nella definizione ed attuazione delle opportune azioni correttive atte a ripristinare il corretto funzionamento del Sistema (interventi manutentivi, modifica dell'assetto operativo, ecc).

Monitoraggio prestazioni del sistema

E' prevista con frequenza semestrale il campionamento ed analisi dei fumi all'ingresso ed uscita del sistema in modo da verificare l'efficienza di abbattimento dello stesso.

Il campionamento è condotto preferenzialmente in giornate caratterizzate da un elevato numero di atb in modo da poter verificare il Sistema in condizioni il più prossime possibili alle condizioni di progetto.

Le analisi finora condotte hanno sempre evidenziato concentrazioni delle sostanze organiche volatili e

dell'H₂S in uscita dal Sistema conformi a quanto previsto dal progetto.

La vita dei carboni secondo la nota tecnica del fornitore non è inferiore ai 6 mesi.

Dall'avviamento ad oggi non si è mai proceduto alla sostituzione dei carboni attivi.

Manutenzione preventiva/predittiva

Sulla base dell'esperienza maturata nel corso dell'esercizio del sistema è in corso la preparazione di uno specifico Piano di Manutenzione per il Sistema di Abbattimento analogamente a quanto già in essere per le altre attrezzature di raffineria.

Azioni migliorative

Sulla base dell'esperienza maturata nel corso dell'esercizio del sistema si ritiene opportuno aumentare la frequenza di verifiche delle prestazioni del sistema in modo da poter disporre di trend di prestazione in grado di consentire una affidabile predizione della vita dei carboni attivi.

18. Rif. Allegato B.18 – Relazione tecnica processi produttivi- Platforming

(richiesta relativa alla raffineria)

Manca l'indicazione del tipo di rigenerazione effettuata sui catalizzatori e di eventuali accorgimenti presi durante la fase di rigenerazione per minimizzare la emissione di eventuali diossine presenti nei gas di rigenerazione; inoltre manca l'indicazione del consumo di dicloropropano per l'attivazione del catalizzatore. Il gestore dichiara di aver analizzato e non riscontrato la presenza di diossine nei fumi dalla rigenerazione; è necessario allegare il referto analitico con le condizioni fisiche durante la fase di campionamento.

Per i chiarimenti in merito al presente punto si rimanda ai documenti riportati in Allegato 18.

19. Rif. Allegato B.18 – Relazione tecnica processi produttivi- Unità recupero zolfo

(richiesta relativa alla raffineria e all'impianto IGCC)

Durante la normale marcia delle unità zolfo 1 e zolfo 2 della raffineria dovrebbe essere specificata la percentuale del loro utilizzo rispetto al loro potenziale operativo.

Inoltre il gestore dichiara che le unità Claus possono funzionare in modalità OXY. Si chiede di poter disporre in questo caso delle prestazioni in termini di recupero zolfo rispetto alla modalità con aria normale.

Si riporti inoltre per raffineria e IGCC uno schema di processo quantificato riportante la capacità minima e massima di trattamento, (in termini di portata totale e concentrazione di zolfo) in relazione anche alla massima capacità di produzione di gas acido da parte delle unità di processo, riportando anche l'efficienza di recupero zolfo corrispondente. Nello schema dovrà, inoltre, essere riportato il sistema di controllo automatico con cui viene gestita l'eventuale sovrapproduzione di gas acido rispetto alla capacità di trattamento dell'impianto Claus.

Si riportino inoltre informazioni dettagliate sulle fermate operative (o riduzione della capacità di trattamento) dell'impianto Claus+TGCU negli ultimi tre anni e sul destino del gas acido durante tali fermate o riduzioni operative.

Si riportino infine le modalità e le procedure con cui sono attualmente determinati i rendimenti di recupero dello zolfo. Si chiede di indicare la strumentazione in linea utilizzata.

Per la risposta a tale quesito si rimanda a quanto riportato in Allegato 19 al presente documento.

In particolare, vengono allegati i seguenti documenti:

- Allegato 19a- Unità recupero zolfo di raffineria – Dati di design, criteri di gestione, storico delle fermate e schema di processo quantificato
- Allegato 19b- Unità recupero zolfo impianto IGCC– Dati di design, criteri di gestione, storico delle fermate e schema di processo quantificato

20. Rif. Allegato B.18 – Relazione tecnica processi produttivi- Impianto di produzione acqua demi sezione osmosi inversa

(richiesta relativa all'impianto IGCC)

Si chiede di specificare se la salamoia che andrà a costituire lo scarico SF-Raff-2 contiene ed in quali concentrazioni MTBE, BTEX ed idrocarburi (prima della miscelazione con le acque di lavaggio neutralizzate delle resine).

Per la caratterizzazione dei contributi allo scarico SF-Raff 2 in termini di MTBE, BTEX e Idrocarburi si riportano, nella tabella seguente, i risultati della campagna di monitoraggio effettuata nel mese di aprile 2008 sui seguenti punti:

- Effluente in uscita dall'unità di osmosi (concentrato osmosi);
- Effluente in uscita dal demineralizzatore (acque di lavaggio neutralizzate delle resine);
- Pozzetto fiscale dello scarico SF-Raff2.

Data monitoraggio	Punto di monitoraggio	MTBE µg/l	ETBE µg/l	Olio Minerale µg/l	Benzene µg/l	Toluene µg/l	Etilbenzene µg/l	Xileni µg/l
15/04/2008	CONC_OSM	101.20	10.70	50.00	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10
19/04/2008	CONC_OSM	66.20	9.90	150.00	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10
23/04/2008	CONC_OSM	71.50	3.30	50.00	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10
	MEDIA	79.63	7.97	83.33	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
15/04/2008	OUT_DEMI	2.20	0.10	10.00	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10
19/04/2008	OUT_DEMI	2.00	0.20	40.00	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10
23/04/2008	OUT_DEMI	6.70	0.20	120.00	0.1	0.4	0.1	0.2
	MEDIA	3.63	0.17	56.67	0.10	0.20	0.10	0.13
15/04/2008	POZ_FIS	54.60	5.60	40.00	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10
19/04/2008	POZ_FIS	38.40	5.70	60.00	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10
23/04/2008	POZ_FIS	46.50	2.20	100.00	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10
	MEDIA	46.50	4.50	66.67	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1

Tabella 7

21. Rif. Allegato B.18 – Relazione tecnica processi produttivi- Impianto di trattamento reflui e rifiuti

(richiesta relativa alla raffineria e all'impianto IGCC)

Si chiede di fornire per ognuno degli impianti di trattamento acque, anche quelli che non sono dotati di scarico su corpo idrico recettore, dati su: capacità di trattamento in termini di portata e caratteristiche del refluo in ingresso, la flessibilità al carico in ingresso, il rendimento dei singoli moduli di trattamento in riferimento agli inquinanti trattati. In particolare si richiede di specificare: il tasso di abbattimento dell'MTBE e dei BTEX nell'impianto TAF; la concentrazione dei metalli Ni, V, degli IPA e dei BTEX all'uscita dell'impianto di trattamento acque dell'IGCC (prima dell'immissione in fogna acque oleose).

Per la valutazione dell'efficienza degli impianti di trattamento reflui e rifiuti della raffineria e dell'impianto IGCC si rimanda all'Allegato 21. In particolare:

- Allegato 21 a- efficienza impianto trattamento effluenti raffineria;
- Allegato 21 b- efficienza impianto trattamento acque di falda (TAF)
- Allegato 21 c- efficienza impianto Grey water

22. Rif. Allegato B.18 – Relazione tecnica processi produttivi- Sistema fognario

(richiesta relativa alla raffineria e all'impianto IGCC)

Si chiede di specificare se la fognatura acque oleose sia totalmente coperta.

Il sistema fognario di raffineria è totalmente coperto ed è realizzato attraverso tubazioni interrato di vario diametro e materiale a seconda dell'area.

23. Rif. Allegato B.18 – Relazione tecnica processi produttivi- Rifiuti

(richiesta relativa alla raffineria e all'impianto IGCC)

Si chiede di specificare quali sono, se ce ne sono, le procedure amministrative interne per incentivare i propri dipendenti alla prevenzione della generazione dei rifiuti. Tali tecniche potrebbero essere: corsi di formazione, redazione di procedure operative scritte, incentivi economici, inventari interni ecc.

L'attenzione alla sensibilizzazione del personale sia diretto sia delle ditte appaltatrici presenti in raffineria, soprattutto nelle fasi di fermo manutentivo, ove peraltro oltre all'aumento delle risorse impiegate vi è un incremento della produzione del rifiuto, viene gestita come priorità unitamente alla sicurezza. In tal senso il *modus operandi* segue una doppia strada; da un lato corsi di formazione specifici a tema e dall'altro emissione di piani d'azione dedicati ad eventi eccezionali e/o periodici quali il Piano manutenzione programmata.

Riportiamo in tabella le peculiarità ed i dati relativi ai corsi effettuati dal 2000 al 2007:

Anno	Corso rivolto a	TITOLO	ARGOMENTI
2000	Personale api	Procedure Operativi Ambientali Rifiuti.	• Attività Operative • Obblighi del produttore del rifiuto • Presa in carico e gestione dei rifiuti • Planimetria raffineria con ubicazione depositi preliminari e impianti di trattamento • Rifiuti assimilabili agli RSU ed elenco punti di raccolta
2001	Personale api	Ambiente e Sicurezza	• Aspetti Ambientali e Sistema di gestione Integrato
2001	Personale ditte terze	Ambiente e Sicurezza	• Aspetti ambientali e sistema di gestione Integrato. • Illustrazione procedure operative
2002	Personale api	Ambiente e Sicurezza	• Aspetti ambientali significativi e gestione rifiuti
2004	Personale api	Ambiente	• Acque reflue e tutela delle acque
2005	Personale api	Ambiente e Sicurezza	• Formazione aggiornamento Sistema Gestione Ambientale e Sistema

Anno	Corso rivolto a	TITOLO	ARGOMENTI
			Gestione Integrato
2005	Personale ditte terze	Gestione rifiuti	• Normativa Rifiuti • Descrizione Procedure • Operative gestione rifiuti • Gestione rifiuti prodotti da ditte terze • Regole comportamentali
2006	Personale ditte terze	Gestione rifiuti	• VOC, fumi da saldatura • Depurazione acque • Descrizione Procedure • Operative gestione rifiuti
2006	Personale api	Ambiente e Sicurezza	• Depurazione acque • Controllo emissioni in aria • Controllo emissioni in acqua • Emissioni odorifere • Gestione Rifiuti
2007	Personale ditte terze	Aspetti ambientali significativi e gestione rifiuti (due sessioni Sicurezza e Ambiente)	• Descrizione Procedure • Operative gestione rifiuti • Istruzioni Operative e funzioni aziendali • Modulistica • Regole Comportamentali Analisi dei pericoli sul lavoro

Tabella 8

Gli argomenti oggetto di formazione vengono stabiliti anche in base ai report del gestore del contratto Global Service (confronta punto 34).

24. Rif. Allegato B.18 – Relazione tecnica processi produttivi- Rifiuti

(richiesta relativa alla raffineria e all'impianto IGCC)

Si chiede di specificare le procedure con cui i rifiuti prodotti dalla raffineria e dall'impianto IGCC vengono presi in carico dalla ditta terza che esegue le operazioni di trattamento, recupero e smaltimento.

Le modalità operative per la gestione di tutti i rifiuti prodotti nel sito api- inclusi quelli relativi a ditte appaltatrici- ad eccezione degli impianti di recupero rifiuti R3 (Impianto di recupero del prodotto idrocarburico emunto dal sottosuolo) e R5 (Impianto di recupero delle acque di falda - TAF) interni al sito, sono gestite mediante apposita procedura SGA.P.020 "Gestione dei rifiuti", che viene riportata in Allegato 24a al presente documento.

All'interno della procedura vengono specificati compiti e responsabilità in merito alla gestione operativa ed amministrativa inerenti la raccolta, il deposito ed il trattamento di diverse tipologie di rifiuti in capo alla ditta terza, che opera a fronte di specifiche autorizzazioni e apposito contratto di *Global Service*, (confronta punto 34).

Per quanto riguarda le attività R3- R5, svolte nell'impianto TAF, in Allegato 24b si riporta la specifica procedura di gestione.

25. Rif. Allegato B.20 – Planimetria generale punti di emissione in atmosfera

(richiesta relativa alla raffineria e all'impianto IGCC)

Nella planimetria si rilevano più punti di emissione rispetto a quelli indicati nelle rispettive Schede B. Risulta necessario chiarire questa discrepanza, inoltre manca la georeferenziazione.

In particolare, tutti i punti di emissione convogliata, comprese le torce, devono essere identificate con una sigla e riportati nella scheda B.

Discrepanza tra Planimetria dei punti di emissione e Scheda B

In accordo con le indicazioni contenute nella Guida alla compilazione della domanda di AIA, nelle schede B allegate alla domanda AIA della raffineria e dell'impianto IGCC, sezioni B.6 e B.7, è stata fornita la caratterizzazione geometrica ed emissiva dei punti di emissione (camini) soggetti ad autorizzazione alle emissioni in atmosfera, presenti nel sito api.

Nell'ambito della domanda 2006 le emissioni dal sistema di recupero vapori benzine e dal sistema di recupero vapori bitume sono state considerate tra le emissioni non convogliate ed i risultati sono stati contabilizzati nella sezione B.8 (voce: Marketing terminal). Di conseguenza, i relativi camini non sono stati inclusi nelle sezioni B.6 e B.7.

Nella planimetria in Allegato B.20 alla domanda originaria, è stato riportato il quadro completo dei punti di emissione in atmosfera, sia quelli soggetti ad autorizzazione sia quelli non soggetti ad autorizzazione. Pertanto, oltre ai camini già elencati in Scheda B, nella planimetria sono riportati:

- cappa di aspirazione del laboratorio chimico;
- camini degli impianti di riscaldamento (n°2 punti);
- camino caldaia mensa;
- torcia;
- elementi impiantistici ricadenti nell'ambito della direttiva 2003/87/CE "Emission trading", costituiti da pompe antincendio, compressori, muffole di preriscaldamento ubicate negli impianti di recupero zolfo (i fumi di combustione derivanti da tali muffole sono convogliati al punto di emissione E17- Post combustore 1).

Informazioni integrative rispetto a quelle già fornite

Di seguito si riportano le Schede B.6, relative alla raffineria e all'impianto IGCC, con la caratterizzazione geometrica dei camini, soggetti ad autorizzazione alle emissioni in atmosfera, e la relativa georeferenziazione.

Per quanto riguarda i sistemi di recupero vapori da bitume e benzine, si riassumono di seguito, nel

formato della Scheda B.7.2, i dati caratteristici delle emissioni da tali sistemi, aggiornati in base ai dati risultanti da monitoraggi, da calcoli e dall'esperienza operativa maturata. Per altre informazioni si rimanda ai precedenti paragrafi 11 e 17.

Relativamente alla torcia, trattandosi di un sistema di sicurezza e di emergenza, non soggetto ad autorizzazione alle emissioni in atmosfera, il relativo punto di emissione non è stato incluso nella Scheda B, in accordo con i criteri sopra richiamati.

Al paragrafo 33 vengono fornite le valutazioni delle emissioni di CO₂, effettuate in accordo con la specifica normativa applicabile (D.lgs.216/06 e s.m.i.), e l'apporto alle emissioni di COV (sotto forma di idrocarburi non metanici volatili), calcolato tra le emissioni diffuse dalla raffineria.

In particolare:

- per le informazioni sulle caratteristiche geometriche, sulle modalità di misura delle portate di gas in ingresso alla torcia e sulle emissioni di CO₂ si rimanda al paragrafo 33 e relativo allegato;
- per le informazioni sulle emissioni di idrocarburi non metanici volatili si rimanda all'Allegato 10f.

La planimetria dei punti di emissione in atmosfera, con l'insieme dei punti di emissione precedentemente illustrati, e con l'indicazione delle sigle identificative assegnate ai camini dei sistemi di recupero vapori benzine e bitume, è riportata in Allegato 11.

FONTI DI EMISSIONE – RAFFINERIA

B.6 Fonti di emissione in atmosfera di tipo convogliato

N° totale camini: **13** (con l'eliminazione del camino E8 relativo al dimesso impianto HDS2 e con l'aggiunta dei due camini dei sistemi recupero vapori)

n° camino : E1 - TOPPING

Posizione amministrativa A

Caratteristiche del camino

Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
60 m	4,524 m ²	Fase TOPPING Forni F-1001 e F-1101	
Monitoraggio in continuo delle emissioni: ☒ sì Misure in continuo ☐ no			
Coordinate Gauss Boaga: X=2389376.479 Y=4832950.853			

n° camino : E13 - VACUUM 3

Posizione amministrativa A

Caratteristiche del camino

Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
59,5 m	4,676 m ²	Fase VACUUM 3 Forno F-1401	
Monitoraggio in continuo delle emissioni: ☒ sì Misure in continuo ☐ no			
Coordinate Gauss Boaga: X=2389238.710 Y=4833145.726			

n° camino : E2 - VISBREAKING

Posizione amministrativa A

Caratteristiche del camino

Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
52,6 m	5,896 m ²	Fase VISBREAKING/ THERMAL CRACKING/ HPTC: Forni F-1801	
Monitoraggio in continuo delle emissioni: ☒ sì Misure in continuo ☐ no			
Coordinate Gauss Boaga: X=2389191.644 Y=4833032.184			

B.6 Fonti di emissione in atmosfera di tipo convogliato**(continua)**n° camino :E3 -THERMAL
CRACKING

Posizione amministrativa A

Caratteristiche del camino

Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
58 m	2,516 m ²	Fase VISBREAKING/ THERMAL CRACKING/ HPTC: Forni F-1851, F-1852	

Monitoraggio in continuo delle emissioni: ☒ sì Misure in continuo ☐ no

Coordinate Gauss Boaga: X=2389266.432 Y=4833030.764

n° camino : E5 - UNIFINING

Posizione amministrativa A

Caratteristiche del camino

Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
60 m	2,036 m ²	Fase: UNIFINING E COMPRESSIONE GAS Forni F-2501, F-2502	

Monitoraggio in continuo delle emissioni: ☒ sì Misure in continuo ☐ no

Coordinate Gauss Boaga: X=2389092.735 Y=4833186.301

n° camino :E9 - VACUUM 1

Posizione amministrativa A

Caratteristiche del camino

Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
50 m	1,389 m ²	Fase VACUUM 1 Forno F-1901	

Monitoraggio in continuo delle emissioni: ☒ sì Misure in continuo ☐ no

Coordinate Gauss Boaga: X=2389396.314 Y=4832919.919

B.6 Fonti di emissione in atmosfera di tipo convogliato**(continua)**

camino : E7 - HDS 1

Posizione amministrativa A

Caratteristiche del camino

Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
55 m	1,287 m ²	Fase DESOLFORIZIONI Forno F-3101	

Monitoraggio in continuo delle emissioni: ☒ sì Calcolo in continuo ☐ no

Coordinate Gauss Boaga: X=2389193 Y=4833071

n° camino :E8 - HDS 2

Posizione amministrativa A

Caratteristiche del camino

Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
22 m	1,208 m ²	Fase DESOLFORIZIONI Forno F-3201	

Monitoraggio in continuo delle emissioni: ☒ sì Calcolo in continuo ☐ no**NOTA: A valle del completamento del Progetto AUTOIL (V.Scheda C) l'impianto HDS2 è stato messo fuori esercizio e il camino E8 è inattivo.**

Coordinate Gauss Boaga: X=2389189 Y=4833050

° camino : E6 - PLATFORMING + H2/1

Posizione amministrativa A

Caratteristiche del camino

Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
56,5 m	2,01 m ²	Fase: SPLITTER, PLATFORMING, SPLITTER C3/C4 Forni: F-2601, F-2602, F-2603	
		Fase: STEAM REFORMING (Idrogeno 1) Forno: F-3601	

Monitoraggio in continuo delle emissioni: ☒ sì Calcolo in continuo ☐ no

Coordinate Gauss Boaga: X=2389122.589 Y=4833092.414

B.6 Fonti di emissione in atmosfera di tipo convogliato**(continua)**

n° camino :E17 - POST-COMB. 1

Posizione amministrativa A

Caratteristiche del camino

Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
40 m	1,150 m ²	Fase: TORCIA, SWS, RIG.AMMINA, REC.ZOLFO E POST-COMBUSTORE: Forno F-3751	

Monitoraggio in continuo delle emissioni: ☒ sì Misure in continuo ☐ no

Coordinate Gauss Boaga: X=2389368 Y=4833208

° camino : E10 - HOT-OIL

Posizione amministrativa A

Caratteristiche del camino

Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
12,8 m	1,267 m ²	Fase: SISTEMA HOT OIL Forno: F-6101	

Monitoraggio in continuo delle emissioni: ☒ sì Calcolo in continuo ☐ no

Coordinate Gauss Boaga: X=2389402 Y=4832928

n° camino :E14 - HDS 3

Posizione amministrativa A

Caratteristiche del camino

Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
54 m	3,142 m ²	Fase: DESOLFORAZIONI Forno F-3301	
--	--	Fase: STEAM REFORMING (Idrogeno 2) Forno: F-3651	

Monitoraggio in continuo delle emissioni: ☒ sì Calcolo in continuo ☐ no

NOTA: A valle del completamento del Progetto AUTOIL (V.Scheda C) nell'impianto HDS3 sarà inserito un nuovo forno.

Coordinate Gauss Boaga: X=2389159.611 Y=4833194.84

n° camino ERV01
:RECUPERO VAPORI BENZINA

Posizione amministrativa (Esistente ex.art.12
D.P.R.203/88

Caratteristiche del camino

Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
7,5 m	0,0721 m ²	Fase: STOCCAGGIO E MOVIMENTAZIONE MATERIE PRIME E PRODOTTI – Caricamento benzina	Adsorbitori a carboni attivi

Monitoraggio in continuo delle emissioni: ☐ sì ☒ no Misure Discontinue

Coordinate Gauss Boaga: X=2.388.764,000 Y=4.833.128,000

n° camino : ERV02
RECUPERO VAPORI BITUME

Posizione amministrativa (punto di emissione non presente nell'anno di riferimento 2004)

Caratteristiche del camino

Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
12 m	0,0721 m ²	Fase: STOCCAGGIO E MOVIMENTAZIONE MATERIE PRIME E PRODOTTI – Caricamento Bitume	Adsorbitori a carboni attivi

Monitoraggio in continuo delle emissioni: ☐ sì ☒ no Misure Discontinue

Coordinate Gauss Boaga: X = 2.389.632,000 Y=4.832.777,000

FONTI DI EMISSIONE -IGCC

B.6 Fonti di emissione in atmosfera di tipo convogliato

N° totale camini: 3

° camino : E26A - HRSG

Posizione amministrativa A

Caratteristiche del camino

Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
43,8 m	40,196 m ²	Fase CCGP: turbina a gas /Caldaia a recupero di vapore	DeNOx: Sistema SCR per l'abbattimento degli Ossidi di Azoto, installato all'interno della Caldaia a recupero

Monitoraggio in continuo delle emissioni: ☒ sì Misura in continuo ☐ no

Coordinate Gauss Boaga: X=2389298.112 Y=4833279.718

n° camino : E26C - POST-COMB 2

Posizione amministrativa A

Caratteristiche del camino

Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
40 m	1,150 m ²	Fase SMPP: Ossidatore termico a valle del trattamento Gas di coda	L'Ossidatore termico è un sistema di trattamento dei gas provenienti dall'unità di trattamento gas di coda, finalizzato alla combustione dei composti solforati residui dai processi di recupero zolfo contenuti nei suddetti gas.

Monitoraggio in continuo delle emissioni: ☒ sì Misura in continuo ☐ no

Coordinate Gauss Boaga: X=2389376.263 Y=4833225.648

n° camino : E26B - ASG

Posizione amministrativa A

Caratteristiche del camino

Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
49,8 m	4,337 m ²	Fase CCGP: Caldaia ausiliaria	

Monitoraggio in continuo delle emissioni: ☒ sì Misura in continuo ☐ no

Coordinate Gauss Boaga: X=2389216.748 Y=4833302.01

**ESTRATTO DELLA SCHEDA B.7.2 DELLA DOMANDA AIA DI RAFFINERIA RELATIVA
AISISTEMI DI RECUPERO VAPORI BENZINA E BITUME**

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

Camino	Portata Nm ³ /h	Inquinanti	Flusso di massa, kg/h	Flusso di massa, kg/anno	Concentrazione, mg/Nm ³	% O ₂
ERV01 Recupero vapori benzina	1.150 in ingresso – 900 in uscita (*)	COV	---	7.700 (***)	< 8 g/Nm ³	---
ERV02 Recupero vapori bitume	3.000 in ingresso – 2.700 in uscita – (**)	COV	---	700	< 8 g/Nm ³	---

(*): I dati di portata sono molto variabili in funzione del numero di autobotti in carico. Il dato fornito è indicativo della portata media durante un periodo di carico di 12 ore, per un totale di 14 rampe di carico attive.

(**): I dati di portata sono molto variabili in funzione del numero di autobotti in carico. Il dato fornito è indicativo della portata media durante un periodo di carico di 12 ore, per un totale di 4 rampe di carico attive.

(***): i flussi di massa sono calcolati tra le emissioni da fonti non convogliate (Scheda B.8.2, alla voce: Marketing terminal; i dati alla capacità produttiva sono stati calcolati proporzionando i dati della sezione B.8.1 alla capacità massima di 3.900.000 tonn/anno di greggio lavorato. In particolare, per il recupero vapori benzina il dato storico incluso in scheda B.7.1 all'interno del dato Marketing Terminals era di 6.898 kg/anno)

26. Rumore: Rif. Allegato B.23

(richiesta relativa alla raffineria e all'impianto IGCC)

Manca la planimetria dello stabilimento con individuazione dei punti di origine e delle zone di influenza delle sorgenti sonore.

Le planimetrie con l'ubicazione delle sorgenti acustiche del sito sono riportate negli allegati 7a e 7c, rispettivamente per Raffineria e IGCC, come già evidenziato al punto 13.

Per quanto concerne l'individuazione delle "zone di influenza" in Allegato 26 sono riportate la mappe con le curve isofoniche relative alla diffusione del rumore dalle sorgenti di raffineria e dell'IGCC, nell'assetto attuale.

Tutte le rappresentazioni si riferiscono al periodo notturno, che risulta il più critico per il rispetto dei limiti di immissione.

Le diverse mappe allegate forniscono le seguenti rappresentazioni:

- Allegato 26a- Isofoniche relative alle sorgenti di raffineria (emissioni dalle sorgenti di raffineria)
- Allegato 26b- Isofoniche relative alle sorgenti dell'IGCC (emissioni dalle sorgenti di raffineria)
- Allegato 26c- Isofoniche relative a tutte le sorgenti di rumore presenti nell'area in esame, ossia raffineria, IGCC, traffico veicolare, traffico ferroviario e traffico aereo ("Rumore ambientale")
- Allegato 26d- Isofoniche relative al rumore residuo per la raffineria (ossia in assenza delle sorgenti della raffineria)
- Allegato 26e- Isofoniche relative al rumore residuo per l'IGCC (ossia in assenza delle sorgenti dell'IGCC).

Riguardo alla elaborazione delle suddette mappe riportiamo di seguito i criteri con le quali esse sono state elaborate.

Vista la difficoltà nel discernere la rumorosità prodotta dagli impianti produttivi da quella generata dalle altre sorgenti insistenti sull'area di interesse tramite il solo ausilio di misure dirette in campo, si è fatto ricorso ad un modello di calcolo previsionale di ultima generazione, che tiene conto delle norme tecniche nazionali ed internazionali previste in materia sia in materia di rumore da attività industriali sia di altra natura (veicolare, ferroviario, aeroportuale).

Lo scenario indagato, da cui sono originate le mappe isofoniche allegate, rappresenta la configurazione attuale della Raffineria e dell'IGCC. Con riferimento alla Raffineria, nella quale sono state effettuate modifiche ed adeguamenti (già presentati e descritti nelle pertinenti sezioni della Domanda di AIA) che hanno comportato una variazione delle sorgenti acustiche, si è tenuto conto dell'inserimento di nuove sezioni d'impianto (es. HDS3-b e impianto di recupero CO₂) nonché degli interventi previsti nel Piano di

Risanamento Acustico Volontario presentato al Comune di Falconara M.ma a seguito della effettuazione della zonizzazione acustica del territorio comunale.

RICORSO AL TAR

La classificazione acustica del territorio comunale include una parte del sito di api in zona VI, ossia in zona esclusivamente industriale, e la restante parte, in zona V, ossia in zona prevalentemente industriale.

A tal proposito va evidenziato che api ha presentato ricorso al TAR Marche, che ancora non si è espressa nel merito, contro la legittimità tecnica del piano di zonizzazione acustica che prevede l'inserimento di un'ampia parte del sito industriale in classe V, con evidenti ripercussioni sulla legittima fruibilità del sito per le proprie attività, anche in contrasto con il PRG del Comune stesso.

27. Rif. Scheda C-raff-rev1- C.5 Programma degli interventi di adeguamento

(richiesta relativa alla raffineria e all'impianto IGCC)

In relazione agli interventi di adeguamento programmati è necessario avere lo stato attuale di avanzamento dei lavori per ogni singolo intervento, le previsioni di fine lavori.

Si forniscano infine le specifiche in termini di concentrazioni di composti solforati (min-max) nel fuel gas fornito all'IGCC.

Dei sei interventi di adeguamento indicati nell'allegato C.6 della domanda AIA, quelli corrispondenti ai numeri:

- n.1 (Completamento del progetto AUTOIL);
- n.5 (Inserimento di un sistema di riscaldamento ad olio diatermico asservito al parco bitumi);
- n.6 (Inserimento di una sezione di recupero della CO₂ nell'unità 3650 "Idrogeno 2")

sono già stati realizzati.

Per i restanti tre interventi si riportano di seguito gli stati di avanzamento lavori con le date di completamento previste, in particolare:

Intervento n.2 (Completamento sistema di raccolta acque piovane bianche) cfr. seguente Tabella a

Il progetto, iniziato nel 2003, prevede di raggiungere l'80% di avanzamento (4 vasche di raccolta su 5) per il luglio 2008. Ad oggi la quinta vasca di raccolta (20% mancante) non è ancora stata realizzata in quanto non è completamente definito l'iter autorizzativo da seguirsi per le eventuali attività di bonifica.

In Allegato 27a è riportata la richiesta inoltrata al Ministero dell'Ambiente da parte della raffineria in data 30/04/2008 con la quale si chiede di riesaminare la pratica relativa alla realizzazione della vasca in esame, oggetto di precedenti prescrizioni da parte della Direzione Generale per la Qualità della Vita.

In Allegato 27b viene inoltre riportato lo studio specificatamente elaborato a supporto di tale richiesta.

Si prevede di poter completare l'opera in un periodo di 10-12 mesi dalla definizione dell'iter autorizzativo da seguire.

Intervento n.3 (Copertura serbatoi di accumulo acque reflue) cfr. seguente Tabella. b

Il progetto, iniziato nel 2007, prevede la riduzione dei COV attraverso la copertura di tre serbatoi, (TK1, TK2, TK8) e sarà completato entro Dicembre 2009.

Ad oggi, il TK1 è stato coperto, il TK8 è in corso di copertura e sarà completato entro fine 2008, e il TK2 sarà messo fuori servizio entro la fine del 2008. Con questa configurazione, l'obiettivo di riduzione dell'emissione di COV sarà raggiunto ed il completamento della copertura del TK2 sarà realizzato

successivamente.

Intervento n.4 (Modifica completamento dell'assetto di progetto dell'impianto di Trattamento Acque di Falda) cfr. seguente Tabella.c

Per quanto riguarda lo stato di avanzamento degli interventi inerenti il TAF e gli aggiornamenti richiesti si rimanda al successivo par.41 . Si fa presente che il progetto, iniziato nel 2006, non è totalmente completato, in attesa di risposta alla Richiesta di Autorizzazione inoltrata alla Provincia il 28/3/2007 (riportata in Allegato 2), relativa allo scarico di emergenza.

Comunque, dal momento del rilascio dell'autorizzazione, si prevedono 8-12 mesi per il completamento del progetto (attuazione dello scarico di emergenza).

Tabella.a**PROGETTO RECUPERO ACQUE
PIOVANE**

AREE IDENTIFICATE E VASCHE	INIZIO PROGETTO	CONSEGNA IMPIANTO
Area parcheggio ATB e area SIF lato Senigallia V-5901	ott-03	mag-04
Area SIF lato Ancona V- 5902	ott-03	mag-04
Area parcheggio ATB e area ex deposito nazionale V- 5903	apr-07	lug-08
Area imprese appaltatrici V- 5904	lug-04	lug-07
Area carico Bitume e carico GPL V 5905	apr-07	Attività sospesa

Si forniscano infine le specifiche in termini di concentrazioni di composti solforati (min-max) nel fuel gas fornito all'IGCC

Il gas di raffineria che viene fornito alla IGCC non è influenzato direttamente dagli interventi di adeguamento realizzati.

Storicamente il range di H₂S presente nel gas in esame varia da valori non rilevabili fino ad un massimo di 1,1 %V, con una media di 0,0033 %V. (rif: 2006 -2007 - 20 mesi).

28. Rif. Allegato D.6- Emissioni in aria e confronto con SQA

(richiesta relativa alla raffineria e all'impianto IGCC)

Si ritiene che il gestore dell'impianto debba considerare ed argomentare tutti i potenziali inquinanti riportati nell'allegato III del D.Lgs. 59/2005, in sede di valutazione dell'emissione e, mostrata la pertinenza e la significatività dell'emissione, determinarne conseguentemente il contributo immissivo anche con l'eventuale utilizzo di modelli di simulazione.

Premessa

La valutazione del contributo delle emissioni del sito api ai valori di immissione nell'aria ambiente è stata effettuata secondo gli step seguenti:

- A. individuazione degli inquinanti contenuti nelle emissioni in atmosfera;
- B. esame dei risultati derivanti da indagini sullo stato di qualità dell'aria nell'ambiente esterno, raccolti ed elaborati da Enti pubblici, ove disponibili, e ai dati di qualità dell'aria raccolti ed elaborati per conto dell'api da laboratori esterni, incaricati di effettuare indagini nell'ambiente esterno;
- C. applicazione di un modello di simulazione delle ricadute al suolo delle emissioni provenienti dalle sorgenti del sito api.

Nel caso in cui le concentrazioni di un inquinante non siano risultati presenti in concentrazioni significative nelle emissioni dalle sorgenti in esame e/o nell'ambiente esterno si è ritenuto di non procedere con ulteriori elaborazioni modellistiche.

A. Individuazione degli inquinanti contenuti nelle emissioni in atmosfera

Come illustrato in Allegato 28a, una buona parte delle sostanze inquinanti o categorie di sostanze inquinanti indicate dall'Allegato III al D.Lgs.59/05 e da altri riferimenti applicabili è oggetto di attività di monitoraggio alle emissioni in atmosfera dal sito.

Nel caso degli inquinanti più significativi, in termini di quantità, sono effettuate analisi in continuo e periodiche, per gli altri inquinanti sono effettuate analisi periodiche .

In allegato 28b si riportano alcuni estratti da report di analisi annuali, dai quali si evince che gli inquinanti regolarmente rilevabili nelle emissioni del sito api in concentrazioni significative sono i seguenti:

- Ossidi di Zolfo
- Ossidi di azoto
- Monossido di Carbonio

- Anidride carbonica
- Polveri totali e PM10.

In alcune indagini sono stati registrati in concentrazioni superiori ai limiti di rilevabilità anche i seguenti inquinanti:

- Composti organici volatili non metanici
- alcuni Metalli (Ni, V, Cu, Cr, Pb, Zn)
- Cloro e composti inorganici
- Ammoniaca (al camino dell'HRSG dell'IGCC).
- Acido solfidrico (ai camini dei due postcombustori).

B. Esame dei risultati di indagini sulla qualità dell'aria nell'ambiente esterno

DATI GIÀ PRESENTATI INSIEME ALLA DOMANDA DI AIA

La valutazione dei risultati di indagini condotte nell'ambiente esterno è stata diffusamente illustrata in Allegato D.6 alla domanda di AIA.

In tale allegato sono stati presi in considerazione i risultati delle serie storiche di dati (periodo 1998-2004) registrati dalle centraline fisse presenti nell'area di Falconara, appartenenti alla rete provinciale e alla rete dell'api. Gli inquinanti rilevati ed esaminati sono stati i seguenti:

- Ossidi di azoto
- Biossido di Zolfo
- Monossido di Carbonio
- Idrocarburi totali non metanici
- PM10
- Ozono
- Ammoniaca.

Sono stati, inoltre, illustrati i risultati di una campagna di biomonitoraggio mediante licheni, condotta da ARPAM nell'area di 6 comuni, tra cui quello di Falconara.

AGGIORNAMENTI DEI DATI E VALUTAZIONI

A completamento dei dati e considerazioni già illustrati in allegato D.6 alla domanda di AIA si riporta un estratto dalla proposta di Piano di Tutela della Qualità dell'Aria della Regione Marche, inerente lo stato di qualità dell'aria nella regione relativamente al periodo 2003-2007 (v. allegato 28c). Per l'area di Falconara sono stati riportati i dati raccolti dalla centralina di

Falconara Scuola. Oltre alla serie di inquinanti storicamente monitorati, sono presenti anche dati 2007 per il PM_{2,5}.

La proposta di Piano di Tutela della qualità dell'aria (al cap.5) mette in luce che gli Ossidi di azoto e le polveri costituiscono inquinanti critici per la regione. Questa conclusione riconferma sostanzialmente i risultati ottenuti negli anni precedenti (v. Allegato D.6 alla Domanda di AIA).

Il report in Allegato 28c evidenzia in particolare la criticità per il Biossido di Azoto, con riferimento al numero di superamenti del valore limite orario per la protezione della salute umana (pari a 200 µg/m³) in eccesso rispetto a quanto previsto dalla normativa. Tra le centraline interessate da tali superamenti non rientra quella di Falconara Scuola.

Il confronto tra i risultati ottenuti in ambito regionale (Allegato 28c) per il PM₁₀ mostra che a Falconara Scuola i valori rilevati (valor medio e n° di superamenti) sono allineati con quelli rilevati nelle altre centraline; i valori più elevati si riscontrano generalmente nelle centraline maggiormente influenzate dal traffico. Per quanto riguarda il PM_{2,5} i dati disponibili sono i valori medi del 2007; anche in questo caso il dato di Falconara Scuola è allineato con quelli rilevati nelle altre centraline.

Per quanto riguarda il Biossido di Zolfo esso non costituisce un inquinante critico per la regione, ma viene ritenuto necessario monitorare le concentrazioni di SO₂ nell'area AERCA (in cui è inclusa Falconara) in relazione a potenziali eventi anomali. Viene citato il caso del superamento per tre ore consecutive della soglia di allarme di 500 µg/m³ in data 01/02/06, che costituisce l'unico superamento di tale soglia avvenuto negli ultimi anni. L'evento è riconducibile ad una situazione particolare, come descritto nel documento della Regione (v. Allegato 28c).

Relativamente all'Ozono, il report della Regione evidenzia che sono in corso attività di riorganizzazione della rete di monitoraggio relativa a questo inquinante, che deve essere rilevato in stazioni di tipo "fondo".

Per quanto riguarda metalli e IPA nel rapporto della Regione non vi sono dati riferibili all'area di Falconara.

A questo proposito, si riporta una sintesi dei risultati ottenuti dalle indagini condotte annualmente nell'ambiente esterno da un Laboratorio incaricato da api, in accordo con le prescrizioni sul monitoraggio ambientale derivanti dal Decreto di compatibilità ambientale dell'impianto IGCC. In tali indagini, svolte nell'arco di alcuni giorni in quattro postazioni ubicate nell'area circostante il sito api, sono monitorati metalli, IPA, diossine, Idrocarburi aromatici.

Con riferimento al report dell'ultima indagine disponibile (allegato 28e), nel quale sono effettuati confronti tra i risultati delle indagini condotte nel periodo 2002-2006, si propone di seguito una sintetica analisi dei risultati ottenuti.

Per quanto riguarda i metalli, gli elementi riscontrati in concentrazioni superiori ai limiti di rilevabilità sono: Ni, Cr e Pb. Gli altri metalli ricercati, costituiti da Cd, Hg e V, non sono risultati rilevabili.

L'unico metallo per il quale sono stati rilevati valori vicini al valore obiettivo definito dal

D.lgs.152/07 è il Nichel. Si ricorda, tuttavia, che il valore obiettivo è riferito ad una concentrazione media su un anno civile, mentre le rilevazioni in esame sono condotte nell'arco di alcuni giorni.

Con riferimento agli anni 2004-2006 i valori dei metalli Pb, Cr e Ni, rilevati nel corso delle indagini annuali, hanno oscillato prevalentemente tra 10 e 40 ng/m³, con un valore più elevato di 60 ng/m³ per il Ni.

Per quanto riguarda gli IPA, sono state effettuate analisi sia sulla frazione leggera sia sulla frazione particellare (PM₁₀). Nella frazione particellare non sono stati riscontrati né il Benzopirene né altri composti che concorrono alla determinazione del BaP equivalente (parametro necessario per il confronto con il valore obiettivo introdotto dal D.Lgs.152/07).

Per quanto riguarda le diossine, non sono stati riscontrati valori superiori ai limiti di rilevabilità in nessuna postazione di misura.

Per quanto riguarda i solventi aromatici, il benzene non è risultato rilevabile in nessuna postazione di misura, mentre la somma degli aromatici è risultata variabile tipicamente tra 1 e 10 µg/m³.

C. Applicazione di un modello di simulazione

Con riferimento all'elenco di sostanze, di cui è stata esaminata la pertinenza rispetto al ciclo di lavorazione e la presenza eventualmente accertata nelle emissioni del sito api (v.Allegato 16a), le sostanze per le quali è stato ritenuto necessario effettuare simulazioni delle ricadute al suolo delle emissioni sono le seguenti:

- Ossidi di zolfo
- Ossidi di azoto
- Monossido di Carbonio
- Polveri
- Composti Organici Volatili (da emissioni diffuse e fugitive)
- Metalli.

Il criterio di selezione dei suddetti inquinanti è stato quello di significatività o di potenziale significatività nelle emissioni e/o nelle rilevazioni delle immissioni al suolo, esaminate nel paragrafo precedente.

Gli inquinanti sopra elencati sono gli stessi riportati nella Scheda B, sezione B.7, allegata alla domanda di AIA, sia per la raffineria sia per l'IGCC.

Nell'ambito della domanda di AIA sono già state riportate le simulazioni delle ricadute al suolo relative alle emissioni di SO₂, NO_x, CO, Polveri.

Si rammenta che, per quanto riguarda le polveri, come dati di ingresso per le simulazioni sono stati utilizzati quelli relativi alla polveri totali. Tale assunzione è ovviamente conservativa nella fase di confronto tra i risultati delle ricadute al suolo e gli SQA per le polveri sottili (PM₁₀).

Per quanto riguarda i Composti Organici Volatili e i Metalli, sono state effettuate delle simulazioni successivamente alla presentazione della domanda di AIA.

In coerenza con quanto già presentato in allegato alla Domanda di AIA, le simulazioni sono state sviluppate per l'anno storico e per la capacità produttiva, a valle degli interventi previsti nella Scheda C. Le simulazioni sono state eseguite per la raffineria, per l'IGCC e per l'intero sito.

I risultati di tali simulazioni sono riportati in allegato 28d.

Per i COV, sono state considerate le emissioni diffuse e fuggitive, di cui alla scheda B.8, sia nell'assetto storico 2004 sia alla capacità produttiva (post-interventi scheda C). La schematizzazione delle sorgenti di COV è stata effettuata coerentemente con quella adottata nelle valutazioni delle emissioni (Scheda B.8 e chiarimenti in merito a calcolo COV di cui al capitolo 10 della Relazione Generale).

Le emissioni di COV dai camini, essendo poco significative, non sono state incluse nelle simulazioni. Si veda, a tal proposito, l'allegato 28b, nel quale sono riportati alcuni estratti dai report delle indagini effettuate ai camini della raffineria e dell'IGCC.

Per quanto riguarda i metalli, tenendo conto di dati storici relativi alla loro presenza nelle emissioni, sono stati selezionati quali rappresentativi Nichel e Vanadio. E' stato considerato anche il Rame, anche se caratterizzato da valori emissivi minori rispetto a Nichel e Vanadio e maggiormente variabili da un'indagine all'altra (si veda l'allegato 28b).

I risultati ottenuti per i COV sono stati valutati congiuntamente ai dati di qualità dell'aria per gli Idrocarburi Totali non Metanici (NMHC). Rispetto ai dati di qualità ambientale, che risultano in generale elevati, il contributo delle emissioni dal sito risulta basso (circa il 5% nella Centralina di Falconara Acquedotto, che rileva NMHC). Le concentrazioni massime sono ubicate all'interno del sito api.

Alla capacità produttiva, peraltro, è prevista una riduzione del contributo della raffineria alle immissioni di COV, in relazione ad interventi previsti in Scheda C.

I risultati ottenuti per i metalli non possono essere confrontati con dati rilevati nell'aria ambiente da stazioni fisse.

E' possibile fare, comunque, alcune considerazioni in base ai risultati delle indagini annuali effettuate per conto di api e ai risultati delle indagini del biomonitoraggio con i licheni.

Per quanto riguarda i valori ottenuti dalle simulazioni, le concentrazioni medie annue nell'area di indagine per Ni e V raggiungono valori massimi di circa 1,5 ng/m³ nell'area di studio. Dalle indagini di monitoraggio annuali, emerge che i valori di concentrazioni rilevati per il Ni hanno oscillato prevalentemente tra 10 e 40 ng/m³, mentre le concentrazioni di Vanadio sono risultate non rilevabili.

Il valore massimo della concentrazione media annua di Ni calcolato con le simulazioni risulta

pari o inferiore al 15% dei valori di concentrazione rilevati durante la campagna di monitoraggio.

STIME SULLA FORMAZIONE DI POLVERI SECONDARIE

In accordo con le richieste della commissione istruttoria, è stato calcolato un ipotetico contributo alla formazione di polveri secondarie nell'ambiente esterno.

La stima si basa sull'applicazione della seguente formula semplificata ²:

$$Emissione\ totale\ (t/a) = AF_{xSO_2} * E(SO_2) + AF_{xNOx} * E(NOx) + AF_{xNH_3} * E(NH_3)$$

$$Emissione\ totale\ (t/a) = 0.54 * E(SO_2) + 0.88 * E(NOx) + 0.64 * E(NH_3)$$

L'applicazione della metodologia al sito api fornisce i seguenti risultati:

	RAFFINERIA (bolla)	IGCC (bolla)	TOT
	[t/anno]	[t/anno]	
Anno 2004	1298,92	600,78	1899,70
ALLA CP	1500,21	722,67	2222,89

In base alla suddetta formula, nel caso della raffineria il maggior contributo (circa 70%) alla formazione di PM secondario è dovuto all'SO₂, nel caso dell'IGCC il maggior contributo (circa 85%) è dovuto all'NO_x.

² "A set of emission indicators for long range transboundary air pollution", Frank A.A.M. DeLeeuw, Environmental Science and Policy 5 (2002), pag.135-145

29. Rif. Allegato D.7- Emissioni in acqua e confronto con SQA

(richiesta relativa alla raffineria)

Si ritiene che il gestore dell'impianto debba considerare ed argomentare tutti i potenziali inquinanti riportati nell'allegato III del D.Lgs. 59/2005, in sede di valutazione dell'emissione e, mostrata la pertinenza e la significatività dell'emissione, determinarne conseguentemente il contributo immissivo anche con l'eventuale utilizzo di modelli di simulazione.

Le sostanze inquinanti elencate in Allegato III al D.Lgs.59/05 inerenti le emissioni in acqua sono richiamate nella tabella seguente (prima colonna a sinistra).

Nella stessa tabella (seconda colonna) sono anche riportate le sostanze inquinanti richiamate nelle Linee Guida sulle Migliori tecniche Disponibili per il settore raffinazione. L'elenco è ripreso dalle liste di inquinanti previste per le raffinerie nell'ambito di applicazione della direttiva IPPC (costituzione registro europeo delle emissioni, EPER, obblighi di comunicazione alla UE dei limiti alle emissioni applicati alle diverse categorie di impianti IPPC negli Stati membri).

Sempre in tabella (ultime tre colonne a destra) sono indicate con una **X** le sostanze monitorate nei 3 punti di scarico finale in acque superficiali della Raffineria e dell'IGCC, come previsto nel Piano di monitoraggio ambientale.

Come visibile dalla tabella riportata di seguito, tutte le categorie di sostanze indicate dalle Linee Guida, ove pertinenti, sono oggetto di monitoraggio sullo scarico dell'impianto di trattamento effluenti di raffineria (denominato **SF-Raff-1**) e sullo scarico delle unità Osmosi/Demi (denominato **SF-Raff-2**).

Per quanto concerne invece lo scarico **SF-IGCC-1**, molti dei parametri indicati in tabella seguente non risultano oggetto di monitoraggio, in quanto non pertinenti: tale scarico raccoglie infatti unicamente le acque provenienti dal circuito chiuso di raffreddamento dell'impianto IGCC. Per esso risultano monitorati anche la temperatura e le concentrazioni medie giornaliere di cloro residuo, che costituiscono i parametri tipici dello scarico in esame.:

Per i dettagli riguardanti i punti di campionamento e la frequenza di monitoraggio si rimanda al Piano di monitoraggio ambientale (Nuovo allegato E4), riportato in Allegato 39 alla presente relazione.

Tabella 9- Elenco delle sostanze inquinanti previste per le emissioni dalle raffinerie

Sostanze inquinanti previste dal D.Lgs.59/05 All.III	Sostanze inquinanti richiamate nelle tabelle 6 e 7 della LG MTD raffinerie (*)	Sostanze monitorate		
		Scarico SF-Raff-1 (effluenti)	Scarico SF-Raff-2 (osmosi/demi)	Scarico SF-IGCC-1 (circuiti raffreddamento)
1. Composti organoalogenati e sostanze che possono dar loro origine nell'ambiente idrico	Come AOX	(Nota 1)	(Nota 1)	(Nota 1)
2. Composti organofosforici	---	(Nota 1)	(Nota 1)	(Nota 1)
3. Composti organici dello stagno	---	(Nota 1)	(Nota 1)	(Nota 1)
4. Sostanze e preparati di cui sono comprese proprietà cancerogene, mutagene o tali da poter influire sulla riproduzione in ambiente idrico o con il concorso dello stesso	Benzene, IPA, Fenoli	X(Nota 2)	X (Nota 1)	(Nota 1)
5. Idrocarburi persistenti e sostanze organiche tossiche persistenti e bioaccumulabili	MTBE	X	X	X
6. Cianuri	Come CN totale	X	Non attesi	Non attesi
7. Metalli e loro composti	Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Zn, Vn	X	X	(Nota 1)
8. Arsenico e suoi composti	Totale, come As	X	X	(Nota 1)
9. Biocidi e prodotti fitofarmaceutici	---	---	---	X (Cloro residuo)
10. Materie in sospensione	Solidi in sospensione(**)	X	X	(Nota 1)
11. Sostanze che contribuiscono all'eutrofizzazione (nitrati e fosfati)	N totale, P totale (**)	X	X	X (nota 1)
12. Sostanze che esercitano un'influenza sfavorevole sul bilancio di ossigeno (misurabili con parametri quali BOD, COD)	COD(**), BODn, (**), C totale	X	X (nota 3)	(nota 4)

Note alla Tabella:

(*) : la tabella 6 delle Linee guida MTD riprende l'elenco degli inquinanti ritenuti significativi per la costituzione del registro EPER relativamente alle raffinerie. La tabella 7 delle Linee guida MTD riprende l'elenco degli inquinanti per i quali gli stati membri devono comunicare alla UE i limiti alle emissioni applicati alla categoria IPPC delle raffinerie.

(**): Sostanze inquinanti incluse soltanto nella lista di cui alla tabella 7 delle Linee guida

(Nota 1): Non monitorati perché non pertinenti in quanto non previsti nel ciclo produttivo.

(Nota 2): Fenoli non monitorati perché non pertinenti

(Nota 3): viene monitorato solo il COD

(Nota 4): tali parametri non vengono monitorati in quanto si tratta di acque di mare utilizzate esclusivamente per il circuito chiuso di raffreddamento. Si allega nota tecnica di chiarimento.

In allegato 29 si riporta una nota di chiarimento sulla determinazione del COD in acque ad alto contenuto salino, elaborata con riferimento allo scarico del circuito di raffreddamento dell'impianto IGCC.

30. Rif. Allegato D.7- Emissioni in acqua e confronto con SQA

(richiesta relativa alla raffineria)

Nell' allegato vengono riportate le condizioni di qualità dei corpi recettori su cui l'impianto potrebbe esercitare pressioni ambientali. I contributi sugli indicatori ambientali che lo stabilimento valuta come propri non sono presentati e, altresì, espressa una dichiarazione d'ininfluenza non supportata da adeguate considerazioni.

Si chiede di illustrare, con dati analitici e/o simulazioni modellistiche, gli eventuali contributi dello stabilimento allo stato di qualità ambientale dei corpi idrici recettori.

Per la valutazione della significatività delle emissioni in acqua della raffineria api e il loro contributo allo stato di qualità dell'ambiente idrico superficiale, si rimanda alla relazione riportata in Allegato 30 al presente documento.

31. Rif. Allegato D.7- Emissioni in acqua e confronto con SQA

(richiesta relativa all'impianto IGCC)

Si ritiene che il gestore dell'impianto debba considerare ed argomentare l'impatto termico dello scarico dell'acqua di raffreddamento del corpo recettore Mare Adriatico.

La valutazione dell'impatto termico dello scarico dal circuito di raffreddamento dell'impianto IGCC si rimanda alla relazione riportata in Allegato 31 al presente documento.

32. Rif. Allegato D.9- Rifiuti

(richiesta relativa alla raffineria e all'impianto IGCC)

Si richiede la procedura denominata SGA.P.020 "Gestione dei rifiuti". Qualora SGA.P.020 riguardasse esclusivamente attività svolte da API, si chiede di integrare la documentazione anche con le procedure in capo alla ditta terza.

Per la risposta al presente quesito si rimanda a quanto già specificato al par. 24 e ai relativi allegati.

[I valori delle quantità di rifiuti prodotti nell'anno 2004, forse per un errore nell'utilizzo della virgola e del punto sembrerebbero molti di più (un fattore di 1000) di quelli riportati nella scheda B.11.1]

Errata corrige Allegato D.9

In Allegato 32 al presente documento si riporta il nuovo Allegato D.9 (pagine sostituite: 3,4,5,6,7) con l'indicazione corretta dei rifiuti prodotti.

33. Rif. Allegato D.15- Sistema di torcia

(richiesta relativa alla raffineria)

Il gestore a pag. 48 dichiara di disporre di un sistema di misurazione dei gas inviati in torcia; è necessario descrivere tale sistema di misura e fornire i quantitativi di gas/vapori inviati in torcia sia per l'anno 2004 (qualora il dato sia disponibile) che per i successivi.

L'ubicazione della Torcia è visibile nella planimetria delle sorgenti di emissione in atmosfera riportata in Allegato 11 alla Relazione generale.

I dati relativi all'altezza della torcia sono i seguenti:

- 59 m sul livello medio mare;
- 53 m da piano campagna (da base piattaforma)

A partire dal 2005, i gas inviati al sistema di torcia e le emissioni di CO₂ che ne derivano sono contabilizzati in accordo con i requisiti della normativa sull' "Emission Trading" ³.

Il sito api dispone di un Piano di Monitoraggio delle emissioni di CO₂, definito in accordo con le linee guida applicabili ⁴.

Le modalità di applicazione del Piano di monitoraggio e la consistenza dei dati risultanti è verificata annualmente da parte di un Verificatore accreditato dal Ministero dell'Ambiente. I dati convalidati sono comunicati all'APAT.

I dati relativi ai consumi di combustibili sono rilevati tramite apposita strumentazione. I dati relativi alle emissioni di CO₂ sono calcolati, secondo le modalità definite per legge ⁵, sulla base dei dati di consumo di combustibili o materie rilevati dagli strumenti di misura.

Per quanto riguarda il sistema di torcia, esso raccoglie sia l'apporto dei gas inviati da parte degli Impianti petroliferi sia l'apporto dei gas inviati dall'IGCC. Il flusso dei gas inviati alla torcia è rilevato mediante un misuratore ad ultrasuoni, che determina la massa dei gas in ingresso.

³ Direttiva 2003/87/CE e successive modifiche, recepita in ambito italiano dal D.Lgs.216/06 e s.m.i.

⁴ Decisione della Commissione EU C(2004)130 e disposizioni di attuazione in ambito italiano contenute nel DEC/RAS/854/05, relative al triennio 2004-2007. Le disposizioni sul monitoraggio sono state prorogate dalla Deliberazione n.1/2008 del Comitato Nazionale di attuazione della Dir.2003/87/CE, fino all'emanazione di nuove disposizioni di attuazione della Decisione 2007/589/CE, contenente aggiornamenti delle linee guida europee sul monitoraggio dei gas serra.

⁵ I valori di emissione di CO₂ sono generalmente calcolati moltiplicando i valori dei consumi per fattori di emissione e per fattori di ossidazione, specifici per tipologia di combustibile. I valori dei fattori di emissione e dei fattori di ossidazione da adottare sono dettati dalle Linee guida EU / Disposizioni di attuazione italiane; per combustibili specifici, i fattori di emissione sono determinati mediante analisi di laboratorio. Il Piano di monitoraggio delle emissioni di CO₂ e le procedure gestionali ad esso collegate dettagliano tutte le attività ed i calcoli necessari all'ottenimento dei dati di emissione.

Si riporta in Allegato 33 un estratto dalla Specifica tecnica dello strumento.

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

	2004	2005	2006
	Tonnellate/anno		
Impianti petroliferi			
<i>Gas inviati alla torcia</i>	6.628	4.573	3.974
<i>Emissioni di CO2</i>	19.395	13.721	11.925
IGCC			
<i>Gas inviati alla torcia</i>	7.000	2.417	2.734
<i>Emissioni di CO2</i>	20.485	8.818	9.926

34. Rif. Allegato D.15- Rifiuti

(richiesta relativa alla raffineria)

Si richiede di precisare quali sono le pratiche operative delle tecniche implementate per la riduzione dei rifiuti e/o per la riduzione della pericolosità alla sorgente.

Tra le principali tecniche implementate presso il sito api di Falconara per la riduzione dei rifiuti e la riduzione della pericolosità alla sorgente, vi sono:

- minimizzazione dei “fondami di serbatoi” (v. Allegato D.15, MTD 40) attraverso la circolazione prolungata per molto tempo di gasolio ed additivi specifici che sciolgono i fondami (perlopiù paraffine pesanti), permettendone così la rilavorazione nel processo di raffineria;
- applicazione di tecniche per la riduzione dei volumi dei fanghi prodotti: la ditta specializzata che esegue le attività di gestione, minimizzazione e smaltimento dei rifiuti effettua la riduzione del volume dei fanghi originati dal trattamento effluenti attraverso centrifugazione. (v. Allegato D.15, MTD 42);
- Utilizzo di sistemi di campionamento dei prodotti a circuito chiuso (v. Allegato D.15, MTD 43), che permettono di non disperdere i prodotti di lavorazione evitando di inviare prodotti potenzialmente pericolosi verso le unità di trattamento, diminuendo in tal modo anche la quantità di fanghi prodotta.

api ai fini del controllo e minimizzazione dei rifiuti prodotti in raffineria ha implementato da diversi anni un sistema di gestione rifiuti che si basa sulla procedura SGA.P.020 (vedi precedente punto 24) e sull'affidamento a ditta terza (“Gestore”) della gestione amministrativa ed operativa per conto di api.

L'azienda affidataria del servizio viene scelta per affidabilità, referenze e requisiti tecnici ed autorizzativi.

Nel tempo tale modus operandi ha subito modifiche e migliorie in funzione di quanto attuato negli anni precedenti, ed è teso al raggiungimento dell'obiettivo che viene dettato nel contratto stesso tra api e la ditta affidataria al paragrafo “Scopo ed obiettivi del servizio” che recita:

“Lo scopo del servizio di globale service richiesto da “api raffineria di ancona” S.p.A è di disporre di un unico referente sia per quanto attiene la parte operativa che per quanto attiene la materia normativa ed amministrativa e di razionalizzare la gestione dei rifiuti

prodotti al fine di:

- *Ridurre la produzione di rifiuti da avviare a smaltimento.*
- *Incrementare costantemente i rifiuti da avviare a recupero e/o riutilizzo in impianti autorizzati ai sensi dell'art. 27 e 28 del DLgs. 22/97 (oggi sostituito da D.lgs.152/06 art.208) .*
- *Avanzare proposte di modifica delle attività tendenti alla riduzione delle quantità di rifiuti prodotti, alla riduzione degli smaltimenti a favore del recupero ed alla riduzione della pericolosità dei rifiuti prodotti.*
- *Monitorare costantemente la normativa ambientale nazionale e locale per evidenziare tempestivamente le implicazioni per la raffineria.*
- *Garantire che tutte le fasi della gestione dei rifiuti, dalla raccolta allo smaltimento finale, siano assolutamente in linea con le normative vigenti.*
- *Avere un unico referente che si assuma tutte le responsabilità legali della corretta gestione dei rifiuti già all'interno dell'insediamento produttivo di Falconara M.ma*

L'appaltatore dovrà garantire il conferimento ad attività di recupero di almeno il 50%. delle quantità di rifiuti prodotti dalla normale attività del complesso industriale.”⁶

L'**oggetto** del contratto triennale in essere (sottoscritto tra le parti nel 2006) prevede una serie di servizi che vengono espletati direttamente dal “Gestore” attraverso mezzi ed attrezzature di proprietà.

Per contratto egli deve garantire un service factor minimo del 94 % provvedendo con sistemi di facile manutenzione dotati di riserve critiche installate sugli impianti ed avere a scorta, o comunque prontamente disponibili, le parti di ricambio necessarie alla riparazione.

Deve inoltre avere pronto accesso a personale specializzato in grado di intervenire rapidamente per riparare i guasti dell'impianto e ridurre al minimo i tempi di fuori servizio dello stesso.

⁶ L'obiettivo riguardante il recupero dei rifiuti prodotti nel sito è stato raggiunto, come visibile dalla tabella riportata seguente (fonte: Rapporto Ambiente, Sicurezza, Sviluppo, anno 2007)

		2003	2004	2005	2006	2007
Rifiuti smaltiti	%	65.7%	40.6%	57.3%	18.3%	23.8%
Rifiuti recuperati	%	34.3%	59.4%	42.7%	81.7%	76.2%
TOTALE	%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

I dati si riferiscono alla globalità dei rifiuti prodotti nel sito da api e da ditte terze.

Di seguito si riportano le modalità operative relative ai principali servizi.

Servizio A: Separazione di fase dei semilavorati di Raffineria per il recupero della frazione liquida e solidificazione stabilizzazione della frazione solida con impianto di centrifugazione e di miscelazione.

Il servizio consiste nella riduzione volumetrica, mediante centrifugazione, dei semilavorati di risulta della Raffineria, con recupero della fase idrocarburica ed il successivo trattamento di solidificazione - stabilizzazione del rifiuto solido prodotto, onde ottenere un rifiuto solido finale che sia idoneo ad essere smaltito definitivamente in discarica.

La lavorazione di separazione di fase dei semilavorati avviene per tutto l'anno lavorando 5 giorni alla settimana per 8 ore al giorno (per 49 settimane/anno minimo).

Il "Gestore" garantisce un service factor minimo del 94 % provvedendo sistemi di facile manutenzione dotati di riserve critiche installate sull'impianto ed avere a scorta, o comunque prontamente disponibili, le parti di ricambio necessarie alla riparazione portando al minimo i tempi di fuori servizio dello stesso.

Il processo di centrifugazione consente una separazione di fase che garantisce una percentuale di sedimenti inferiore al 0,5% nella fase liquida (Acqua + olio) da restituire alla raffineria.

Servizio B: Trattamento di stabilizzazione - solidificazione rifiuti speciali di Raffineria, in fusti e successivo smaltimento del rifiuto trattato in discarica autorizzata.

Il servizio consiste nel trattamento di solidificazione - stabilizzazione dei rifiuti prodotti nelle varie aree della raffineria e raccolti in fusti metallici da 200 litri, in modo da ottenere un rifiuto solido stabilizzato per il loro conferimento in discarica. Lo storico di tale servizio conferma una notevole diminuzione della pericolosità dei rifiuti in uscita. I rifiuti solidificati e stabilizzati di risulta dal trattamento di cui sopra sono raccolti a cura del "Gestore" in cassoni scarrabili e trasportati in un'area dedicata alla maturazione degli stessi in attesa delle analisi di classificazione e successivo smaltimento.

Servizio C: Filtrazione acque dell'impianto di chiarificazione da effettuarsi con di filtropressa a piastre di proprietà del "Gestore".

L'attività è effettuabile per tutto l'anno lavorando 5 giorni alla settimana per 8 ore al giorno (per 49 settimane/anno minimo).

Il residuo di filtrazione compattato in pannelli solidi viene raccolto allo scarico dell'impianto in cassoni scarrabili dotati di sistema automatico di copertura ed omologati per il trasporto di rifiuti ed inviato in impianti autorizzati allo smaltimento - recupero definitivo a cura del "Gestore" in qualità del produttore.

L'impianto per il servizio di filtrazione dell'acqua è dimensionato per la filtrazione di almeno 50 mc/h.

Servizio F: Servizio di deposito preliminare di rifiuti speciali prodotti dalla Raffineria, attività di cernita, riconfezionamento e smaltimento dei medesimi, lavaggio e bonifica dei contenitori in vetro per il loro recupero, nelle aree autorizzate alle attività D13, D14, D15, R13

Presso tale deposito sono conferiti soli rifiuti provenienti dai cicli produttivi di Raffineria. Le varie tipologie di rifiuti, classificati e codificati con i relativi C.E.R vengono stoccati in appositi contenitori ubicati in aree ben delimitate.

I rifiuti di maggiori dimensioni, quali imballi, cavi, apparecchiature obsolete, R.S.A.U., ecc. vengono stoccati in cassoni scarrabili a tenuta stagna.

Vengono ivi svolte le seguenti lavorazioni:

- Travaso, confezionamento ed imballaggio dei rifiuti secondo quanto richiesto dagli impianti di smaltimento finalizzato
- Separazione, cernita e raggruppamento dei rifiuti per tipologie omogenee
- Messa in riserva dei rifiuti da conferire ad impianti esterni di recupero (vetro, legno, carta ecc.)
- Lavaggio e bonifica dei contenitori di prodotti di laboratorio vuoti in vetro, plastica e metallo per il loro riutilizzo e/o conferimento a impianti di recupero esterni
- Compattazione di rifiuti speciali assimilabili all'urbano (R.S.A.U.) per la riduzione volumetrica e successivo conferimento in idonei impianti di smaltimento- recupero finale
- Deposito preliminare dei rifiuti in attesa del loro smaltimento definitivo presso impianti esterni autorizzati.

Servizio G: Servizio di raccolta differenziata dei rifiuti speciali soggetti a movimentazione interna e conferimento agli impianti di trattamento e stoccaggio interni.

Il servizio si svolge su chiamata di api per il conferimento agli impianti di deposito preliminare e/o di trattamento interni, regolarmente autorizzati. Essi vengono successivamente trasportati nell'ottica dell'ottimizzazione del numero dei viaggi ad impianti di destinazione finale esterni.

Servizio N: Servizio di trasporto; smaltimento e/o recupero in impianti autorizzati

Il "Gestore" ottempera agli aspetti amministrativi di legge e avvia tutti i rifiuti prodotti all'interno del complesso industriale di Falconara, che presentano caratteristiche chimiche che lo consentono, direttamente agli impianti di smaltimento o recupero finale.

I rifiuti destinati al recupero non possono essere conferiti in impianti autorizzati in procedura semplificata, ad esclusione dei rifiuti assimilabili a rifiuti urbani derivanti dalla

raccolta differenziata quali: carta, legno, vetro, lattine ecc.

api attua una supervisione diretta sull'operato del "Gestore" il quale rendiconta mensilmente con apposito documento ove vengono riportate le attività sia routinarie che eccezionali.

In qualità di consulente in ambito rifiuti il "Gestore" si coordina con api per le integrazioni o migliorie necessarie. Obiettivo fondamentale raggiunto tramite la descritta gestione è stato il raggiungimento di oltre l'80% di rifiuti avviati a recupero anziché allo smaltimento.

L'attenzione al raggiungimento degli obiettivi sopra enunciati, condivisi e definiti contrattualmente, viene perseguita dal "Gestore" con attento controllo nelle varie operazioni di raffineria anche qualora effettuate da ditte terze esterne. A tal scopo si veda l'impegno nella formazione ed informazione/aggiornamento erogato ai dipendenti ed agli operatori anche qualora temporanei (appaltatori), come dimostrato e descritto al punto 23.

Per ciò non espressamente riportato nel contratto di Global Service, l'espletamento delle attività di gestione e per le attività che producono rifiuto, viene determinato da documenti interni condivisi.

Tali documenti vengono emessi e diffusi sia ai dipendenti api che alle ditte interessate e costituiscono le istruzioni operative per le attività di Raffineria.

Oltre alla già menzionata Procedura SGA.P.020, si fa riferimento ai seguenti documenti:

- *Linee Guida per la gestione ambientale delle manutenzione dei serbatoi (LG006)*
- *Linee Guida per la gestione degli scavi in raffineria(LG004)*

Queste L.G. definiscono le responsabilità e le modalità per la corretta applicazione delle politiche aziendali volte a minimizzare la produzione dei rifiuti e ridurre la pericolosità alla sorgente.

Sono altresì previsti *Standard Interni* per definire criteri e modalità nelle attività di manutenzione e monitoraggio sempre finalizzate a minimizzare la produzione di rifiuti (es. ispezioni o prove tenuta linee interrate per la prevenzione emergenze, smaltimento fondami dei serbatoi, ecc..).

35. Ulteriori carenze rilevate e informazioni richieste- sostanze di cui all'allegato III del D.Lgs 59/05

Il decreto legislativo n. 59 del 2005, nell'allegato III, prescrive l'obbligatorietà di tener conto, se pertinenti, di una lista di sostanze definite "principali". Il gestore, pertanto, deve esplicitamente dichiarare se le sostanze inquinanti in allegato III sono pertinenti o meno, nella fattispecie trattate, e nel caso di sostanza pertinente deve valutarne la significatività dell'emissione, attraverso la valutazione degli effetti ambientali, così come illustrato nella guida alla compilazione della domanda di AIA disponibile sul sito "dsa.minambiente.it". Il gestore, peraltro, non deve limitarsi ai soli inquinanti dell'allegato III, qualora risulti evidente la pertinenza con il caso trattato di una sostanza non elencata nell'allegato III. Ad esempio, è opportuna una valutazione di tutte le sostanze classificate "pericolose" ai sensi della normativa ambientale vigente. La pertinenza di una sostanza al caso trattato può essere stabilita dal gestore sulla base di considerazioni tecnologiche e di processo, ovvero ad esito di controlli analitici sui flussi di processo e sui reflui. In questo secondo caso, la non pertinenza è data dal fatto che qualsivoglia metodo analitico ufficiale non è in grado di determinare la presenza della sostanza negli scarichi.

Nel caso specifico si richiama l'attenzione, in particolare, alla considerazione delle emissioni di PM10 e PM 2,5 , anche in relazione a possibili effetti cumulativi.

Per la risposta a tale quesito si rimanda a quanto già specificato al precedente paragrafo 28 per quanto concerne le emissioni in atmosfera ed ai precedenti paragrafi 29 e 30 per le emissioni in acqua.

36. Ulteriori carenze rilevate e informazioni richieste- valutazione esposizione a C.E.M.

Si rileva inoltre l'assenza di informazioni in materia di eventuale impatto ambientale dovuto all'esercizio del trasformatore della centrale elettrica dell'impianto IGCC, collegato all'alternatore. Si ritiene opportuno che il Gestore presenti una valutazione, supportata da stime o misure, del campo elettromagnetico nelle aree circostanti, anche con riferimento alla presenza di eventuali recettori.

In Allegato 36 al presente documento si riportano i risultati della specifica indagine per la valutazione dei campi elettromagnetici in ambiente di lavoro effettuata nel sito api nel mese di dicembre 2007.

Tutti i valori riscontrati sono risultati ben al di sotto dei "valori di azione" previsti dalla normativa.

37. Ulteriori carenze rilevate e informazioni richieste- transitori IGCC

Si ritiene necessario che il Gestore indichi per quanto riguarda i periodi transitori di funzionamento dell'impianto di generazione elettrica dell'IGCC, i tempi di avvio, i tempi di arresto, la frequenza di avvio ed arresto del gruppo turbogas (numero transitori prevedibili), nonché l'indicazione delle curve di variazione delle concentrazioni delle emissioni inquinanti di NOx , CO , SO2 , NH3 e polveri al variare del carico della turbina (da 0 a 100% del carico nominale); si ritiene inoltre necessario disporre della frequenza di non funzionamento prevedibile in un anno solare della caldaia a recupero con uno storico .

Per la caldaia ausiliaria ASG inoltre è necessario disporre di uno storico della qualità e quantità di combustibile utilizzato in essa e della quantità di vapore prodotto. Per quanto attiene il gassificatore si ritiene necessario avere il numero di avviamenti e fermate prevedibili in un anno solare con uno storico e delle conseguenti quantità di gas inviate alla torcia di raffineria.

Fermate e transitori impianto generazione Energia elettrica: durata e frequenza

Premessa

La turbina a gas "GT13E2mod" utilizzata nel ciclo combinato è stata appositamente progettata da Alstom Power per poter marciare utilizzando come combustibile una miscela di Syngas ed azoto. La turbina può essere inoltre alimentata con gasolio per garantire una gestione ottimale e sicura di tutte i possibili transitori (avviamenti, fermate prevedibili e non prevedibili). L'operabilità della turbina, quando è alimentata a gasolio, risulta essere fortemente penalizzante per la vita utile della macchina (con un aggravio di circa il 50% rispetto alla normale marcia a syngas) ed, al tempo stesso, economicamente penalizzante. Per tali ragioni si ricorre all'alimentazione a gasolio della turbina solo ed esclusivamente in casi di assoluta necessità facendo in modo di minimizzare il tempo in cui tale assetto viene mantenuto.

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

Di seguito si riportano le principali situazioni in cui la turbina deve essere alimentata a gasolio.

Tabella 10

CARATTERISTICHE TRANSITORI				N° EVENTI			
TIPO	ORIGINE	DURATA		2004	2005	2006	2007
BLOCCO	GT	Fermata istantanea		10	6	4	2
CAMBIO DI ALIMENTAZIONE DA SYNGAS A GASOLIO	GASSIFICATORI	Fermata max 24 ore a Gasolio	Da 1 a 4 ore, a seconda dell'assetto degli impianti a	0	5	4	1
PROGRAMMATI:	FERMATE	2 ore		22	14	10	8
	AVVIAMENTI	8 ore a Diesel + 4 ore a misto		38	24	15	8

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

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

Sulla base dei dati storici, si osserva che il numero di fermate si è ridotto sensibilmente negli anni. Il miglioramento delle prestazioni è da ricollegare all'esperienza operativa maturata progressivamente.

In considerazione di quanto sopra esposto e dei dati storici, si ribadisce che non è possibile formalizzare alcuna ragionevole previsione relativa al numero di fermate e/o transitori né tanto meno alla loro effettiva durata in quanto, mentre a seconda degli anni e del tipo di ispezioni previste, si possono avere situazioni simili agli anni 2006 e 2007.

Curve di correlazione carico GT/emissioni

Non sono disponibili curve teoriche che indichino gli andamenti richiesti, ma si possono riportare dati dall'esperienza operativa. E' opportuno osservare, comunque, che ogni transitorio presenta caratteristiche peculiari. I dati di seguito riportati sono da intendersi indicativi.

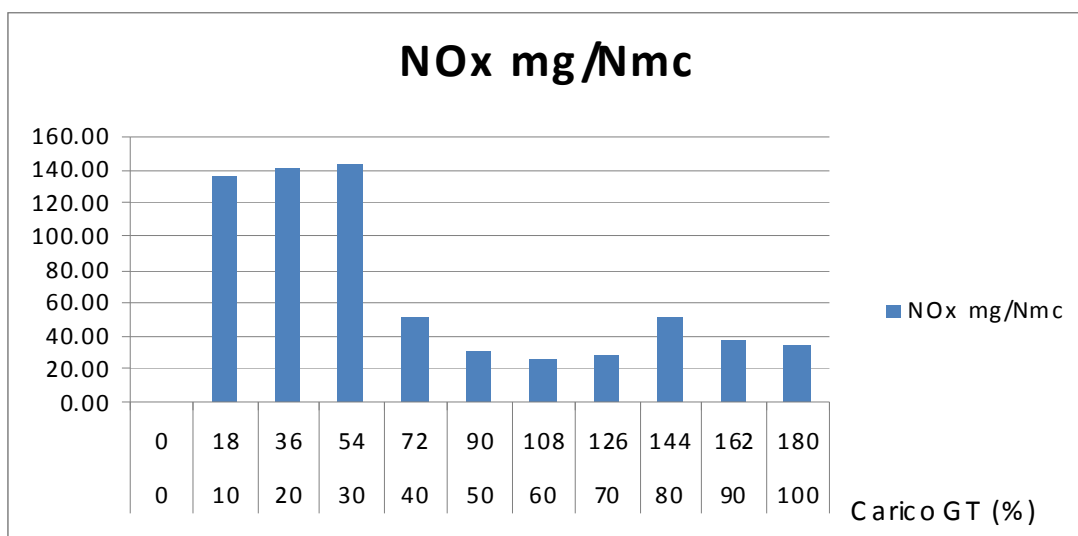


Figura 2

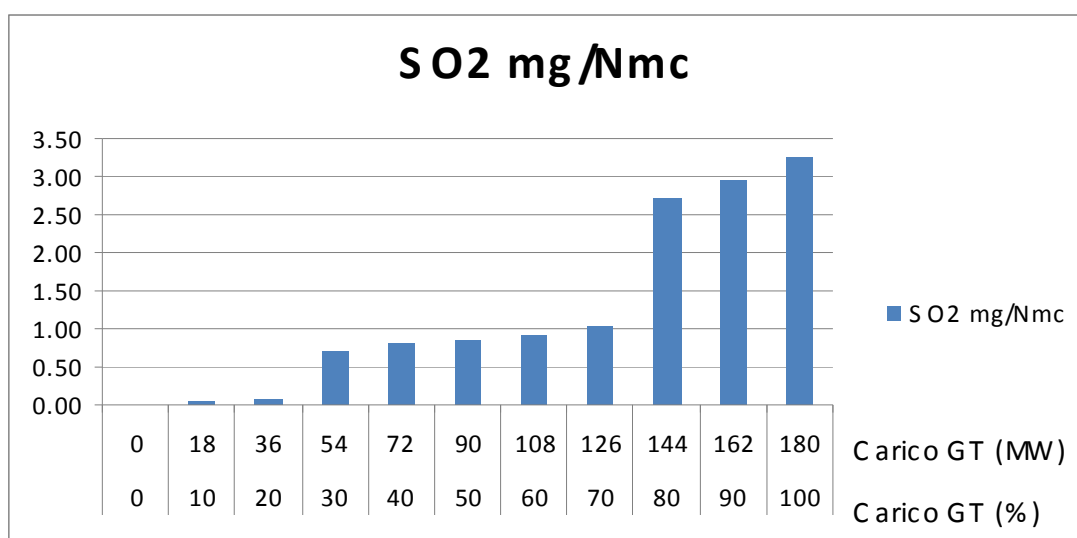


Figura 3

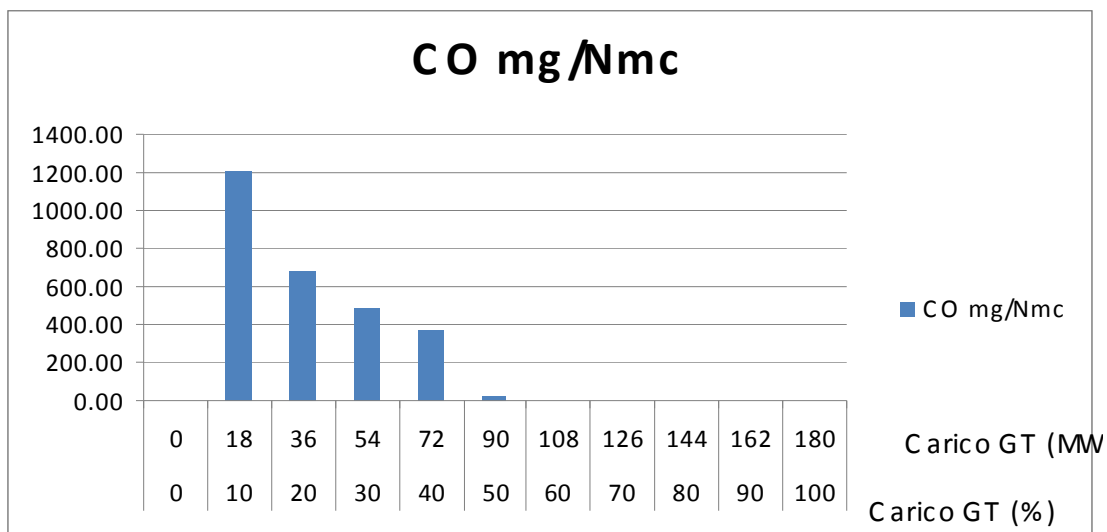


Figura 4

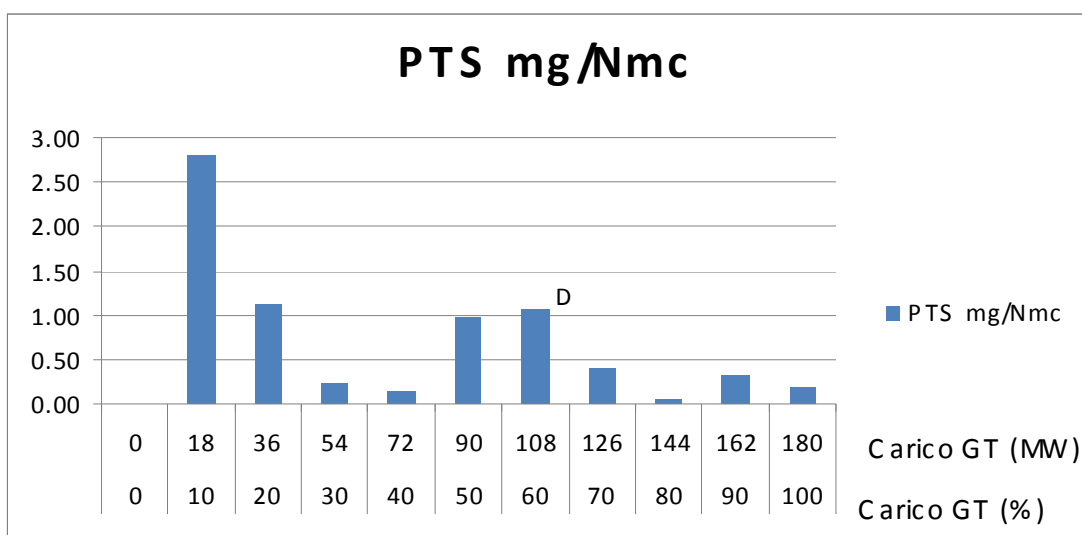


Figura 5

Transitori ASG- Qualità/quantità di combustibili utilizzati e quantità di vapore prodotto

Operabilità caldaia ausiliaria

La caldaia ausiliaria facente parte dell'impianto IGCC di Falconara Marittima è stata prevista in fase di progettazione con il preciso compito di fornire il vapore necessario alle esigenze del sito (sia per le unità di raffineria che per l'impianto IGCC stesso) qualora le fonti di vapore ordinarie (caldaia a recupero di vapore, HRSG, in primis) non siano in grado di fornire il vapore richiesto.

Per poter garantire la fornitura di vapore nelle quantità e soprattutto nei tempi necessari, la caldaia ausiliaria deve essere mantenuta sempre in esercizio al minimo carico con la possibilità di incrementare rapidamente la propria produzione per compensare possibili carenze di vapore derivanti da imprevedibili emergenze o situazioni anomale.

In merito all'esercizio della caldaia ausiliaria è necessario precisare che l'impianto IGCC è stato realizzato, ed attualmente esercito, sulla base di quanto disposto da apposito decreto autorizzativo (perfezionato in seguito attraverso il collaudo in esercizio dell'impianto stesso da parte dell'ente competente); tale atto identifica il complesso impiantistico, i livelli di produzione ed i massimi livelli per i principali impatti ambientali. L'impianto, inoltre, è stato sottoposto ad istruttoria da parte del CTR Marche, ottenendo un parere favorevole condizionato al rispetto di prescrizione, la cui realizzazione è stata verificata in sede di collaudo condotto dalla Commissione locale ex art.48 del Regolamento del Codice della navigazione.

Durante questo primo ciclo di esercizio dell'impianto (dal 2001 al 2007), si è provveduto, sulla base delle problematiche riscontrate e dell'esperienza acquisita, a migliorare tutti i principali parametri operativi ed i possibili assetti di impianto per arrivare, allo scopo di ottimizzare l'affidabilità e la producibilità complessiva. L'alimentazione della Auxiliary Boiler è stata sempre mantenuta a gas di raffineria (fatti salvi gli inevitabili periodi in cui, a causa delle fermate di raffineria, si è reso indispensabile l'utilizzo del gas naturale) ed il carico operativo è stato determinato sia dalla necessità di ottimizzare i livelli di prestazione dell'impianto nelle differenti situazioni impiantistiche ed operative che dall'esigenza di garantire l'adeguata alimentazione di vapore alla raffineria; il tutto si è sempre verificato nel rispetto dei vincoli autorizzativi sopra richiamati con particolare riguardo ai parametri di sicurezza a suo tempo definiti nell'analisi di rischio contenuta nel progetto particolareggiato elaborato ai fini dell'allora vigente normativa antincendio.

Di seguito la tabella con i dati quali/quantitativi dell'Auxiliary Boiler per gli anni 2006-2007. Da precisare che l'utilizzo di Metano è previsto ed autorizzato nelle fasi di mancanza di Fuel Gas da raffineria (es. fermate per manutenzione generale).

	Produzione di Vapore da ASG	Consumo Gas di raffineria	Consumo Metano a caldaia aus.
anno 2006			
TOTALE (ton)	561.681,80	33.150,00	4.367,50
Vapore Aux. (ton)	26.321,70		
Vapore SHHS (ton)	535.360,10		
anno 2007			
TOTALE (ton)	424.135,00	28.732,40	1.888,60
Vapore Aux. (ton)	22.705,70		
Vapore SHHS (ton)	401.429,30		

Nota: il consumo di Gas di raffineria include le quantità inviate alla Caldaia Ausiliaria e all'Ossidatore termico (il misuratore di portata gas è unico per entrambe le unità)

Transitori della sezione di gassificazione e invio di gas alla torcia

Per le sole fasi di avviamento IGCC, al fine di contenere le emissioni di SO_x dalla torcia, la carica è costituita da olio combustibile BTZ. Allo scopo è installato un circuito dedicato costituito da un drum, pompe ed un riscaldatore che alimenta direttamente le pompe di carica ai gassificatori.

Durante questa prima fase di avviamento dell'impianto IGCC si può raggiungere una portata di syngas umido inviato al sistema di torcia dalla testa della colonna di lavaggio (scrubber) di circa 95 t/h. Questa fase di scarico iniziale dura circa un'ora e mezza.

Il passaggio da BTZ a fresh oil avviene quando tutte le unità di trattamento dei gas di sintesi, a valle dell'unità 8000, sono state allineate. In tale assetto, infatti, i composti solforati contenuti nel syngas e provenienti dal fresh oil, vengono eliminati quasi completamente nelle unità 8200 (Raffreddamento syngas ed idrolisi COS) e 8300 (Assorbimento Idrogeno Solforato) prima di essere inviati in torcia.

In questa seconda fase la portata di syngas secco inviato al sistema di torcia a valle della sezione di raffreddamento del syngas è di circa 36 t/h. Questa fase di scarico dura circa quattro ore per l'avviamento del primo gassificatore.

Durante tale fase la turbina a gas è solitamente in marcia a gasolio a carico ridotto. Successivamente il turbogas passa da gasolio a combustione mista e infine a syngas e lo scarico in torcia si chiude.

Per i dati sulle portate di idrocarburi complessivamente inviate alla torcia dall'IGCC nel corso di un anno (esprese come Carbonio) e per le conseguenti emissioni di CO₂ si rimanda al paragrafo .33 della presente relazione.

38. Ulteriori carenze rilevate e informazioni richieste- tecnica LDAR determinazione emissioni VOC

Per quanto riguarda l'implementazione della tecnica LDAR effettuata nella raffineria si ritiene necessario che il gestore fornisca una relazione articolata di applicazione della stessa al suo caso specifico fornendo i principali dati di base per la determinazione delle emissioni di VOC con gli sviluppi dei calcoli.

Per la risposta a tale quesito si rimanda a quanto già specificato al paragrafo 10 del presente documento, in particolare si vedano gli allegati 10a, 10b e 10c.

39. Ulteriori carenze rilevate e informazioni richieste- Piano di Monitoraggio e controllo

Per quanto riguarda la proposta di piano di monitoraggio e controllo (Allegato E4), sarebbe opportuno che i gestori della raffineria e dell'IGCC la elaborassero tenendo maggiormente in conto i principi dell'IPPC anziché le pratiche che hanno ispirato il monitoraggio fino ad oggi. Le misure dovrebbero riguardare tutti gli inquinanti dell'allegato III del D.lgs. 59/2005, per cui è stata ammessa la pertinenza e significatività e potrebbero essere realizzate, anche, con metodi non chimici. I metodi utilizzati per la misura dovrebbero essere indicati nella proposta di piano e nel caso di metodi di misura non ufficiali dovrebbe essere data la descrizione della procedura adottata e della precisione ottenibile. Le frequenze proposte per il monitoraggio degli inquinanti misurati in discontinuo dovrebbero essere concepite con l'intento di una verifica che prenda in considerazione sia il rispetto dei limiti che verranno imposti che le prestazioni delle BAT adottate nelle varie unità di processo. Altresì, sono da considerare i consumi di acqua, combustibili ed energia ed inoltre dovrà essere delineato un piano di QA/QC che faccia intendere come vengano garantite la qualità dei dati e delle informazioni che si forniranno. A tal riguardo, per la redazione del piano di monitoraggio, è disponibile la Linea Guida Nazionale "Monitoraggio e controllo" a cui il Gestore può fare riferimento, per formulare la sua proposta di piano. E' disponibile inoltre ulteriore documentazione predisposta da APAT, ad oggi in bozza, sul sito "dsa.minambiente.it", ed in particolare una linea guida alla compilazione del piano di monitoraggio e controllo.

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (Allegato E.4 delle Domande AIA di raffineria e dell'impianto IGCC) è stato aggiornato ed integrato con le informazioni indicate dalla guida alla compilazione della domanda AIA.

Il Piano di Monitoraggio e controllo integrato con le informazioni richieste viene fornito in Allegato 39 al presente documento.

Si precisa che il Piano di Monitoraggio presentato tiene conto di tutte le prescrizioni e richieste avanzate dalle Autorità nel corso degli anni. Esso rappresenta lo stato attuale delle attività di monitoraggio oggi realizzate.

40. Ulteriori carenze rilevate e informazioni richieste - Affidabilità servizi energia elettrica (*)

(*) Non presente nella richiesta ufficiale trasmessa ad api, ma richiesta e verbalizzata, nell'ambito della riunione alla sede APAT del 21/04/08

La società api energia SpA ha realizzato un impianto di produzione di energia elettrica a ciclo combinato (IGCC) la cui alimentazione è costituita dalla gassificazione dei residui del processo di distillazione del greggio. L'impianto di produzione di energia elettrica è stato progettato per una potenza erogata di circa 288 MW/h.

Con la costruzione della nuova centrale a ciclo combinato api Raffineria ha posto fuori esercizio la vecchia centrale termoelettrica a olio combustibile.

La normativa prevede che l'intera produzione di energia elettrica sia ceduta al Gestore del Sistema Elettrico (GSE) il quale provvede successivamente alla ridistribuzione sulla rete nazionale per tramite di TERNA. La quota di energia elettrica destinata al sito industriale api viene a sua volta acquistata dal mercato libero ed alimentata tramite la sottostazione elettrica a 132 KV posta ai confini del sito stesso.

La gestione delle connessioni e protezioni di collegamento tra la rete elettrica interna e quella esterna sono totalmente a carico di GSE/TERNA che gestisce anche le manutenzioni le manutenzioni degli impianti relativi.

Sistema di interconnessione tra sito industriale api e rete esterna

Il progetto della nuova centrale a ciclo combinato prevedeva che l'alimentazione al sito fosse assicurata anche in caso di black out o interruzione della fornitura da parte della rete elettrica nazionale.

Il sistema di alimentazione elettrica infatti è stato progettato affinché in caso di guasto sulla rete elettrica esterna o di richiesta di disalimentazione, vi fosse l'intervento delle protezioni atte ad isolare la rete elettrica del sito api; in tale assetto, denominato "isola", la nuova centrale poteva erogare autonomamente energia elettrica esclusivamente alle utenze dello stabilimento senza alcun supporto dalla rete esterna. Condizione necessaria affinché il sistema ad "isola" potesse attivarsi con esito positivo in caso di black-out della rete era il corretto funzionamento delle protezioni ed il tempestivo isolamento del sito api dalla rete elettrica esterna; in caso contrario la nuova centrale si poneva in sicurezza mandando in blocco tutte le utenze dello stabilimento. Tale situazione viene comunque gestita in sicurezza in quanto le eventuali sovrappressioni che si instauravano nei circuiti sono smaltite dal sistema torcia del sito, dimensionato ad hoc per l'emergenza dovuta proprio al black out dello stabilimento.

Problematiche del mancato funzionamento sistema “isola”

Nel giugno del 2002 si verificò una mancanza di erogazione di energia elettrica al sito api a seguito di un guasto su una delle sottostazioni elettriche periferiche del GRTN (ora GSE-TERNA). A causa del mancato intervento delle protezioni poste sui circuiti non si verificò l'apertura degli interruttori e il successivo isolamento dello stabilimento: tale condizione non consentì al sistema di porsi in “isola” con conseguente blocco dell'intero stabilimento come previsto dalle procedure di fermata.

L'evento non diede origine ad alcuna situazione pericolosa né ad altre criticità.

L'unico fenomeno avvertibile dall'esterno fu l'emissione di fumi di combustione dal terminale di torcia dello stabilimento a causa degli scarichi originati dagli impianti in blocco; a seguito di tale evento non si sono registrate perdite o danni ai circuiti dello stabilimento.

Da un'analisi approfondita delle cause dell'evento, in collaborazione con lo stesso GRTN, si è potuto accertare che il mancato avvio dell'assetto ad “isola” è stato originato dal non corretto funzionamento delle protezioni ubicate lungo i circuiti della rete elettrica nazionale e gestite dal GRTN stesso: inoltre a causa di una non corretta taratura tali protezioni non erano state in grado di segnalare tempestivamente i guasti sulla rete esterna con conseguente mancanza di azione di isolamento.

L'evento fu esaminato dal CTR Marche, nell'ambito dell'istruttoria del Rapporto di Sicurezza della raffineria dell'Aprile 2000, il quale ritenendo che potessero presentarsi le premesse per una situazione che non garantiva la sicurezza dello stabilimento, prescriveva sia alla raffineria sia al GRTN lo studio di eventuali azioni correttive atte ad impedire il ripetersi di un eventuale black out totale dello stabilimento.

La raffineria, in collaborazione con il GRTN (ora GSE-TERNA), ha individuato una serie di attività atte a prevenire sia l'instaurarsi di condizioni di mancanza di energia elettrica sia a migliorare la gestione relativa all'avviamento delle utenze dello stabilimento.

Gli interventi eseguiti dalla raffineria sono stati i seguenti:

- Stesura di una procedura gestionale di scambio informazioni, condivisa tra GSE-TERNA e raffineria (Dicembre 2003)
- Realizzazione di un sistema di telecontrollo di gestione dell'alimentazione elettrica da rete RFI.

Inoltre nel febbraio 2006 GSE-TERNA ha proceduto all'installazione di una protezione differenziale di sbarra che permette di individuare tempestivamente eventuali guasti sulla linea elettrica intervenendo in maniera preventiva sul distacco degli interruttori e conseguente isolamento della raffineria ad “isola”.

L'inserimento del dispositivo era stato individuato, nell'ambito di uno studio condotto dal CESI, come intervento migliorativo atto a ridurre l'instaurarsi di assetti della rete elettrica nazionale critici per il passaggio ad isola della raffineria in caso di black out elettrico.

Nell'ambito dell'istruttoria del Rapporto di Sicurezza della raffineria del Giugno 2004 il CTR, a seguito di ulteriori eventi di blocco dell'impianto per mancanza di energia elettrica, imputabili sempre ad un non corretto funzionamento delle protezioni poste in essere da GSE-TERNA, ha richiesto alla raffineria di garantire il corretto funzionamento del sistema di sicurezza della torcia nel caso di black out totale. A tal fine la raffineria ha presentato al CTR (lettera api del 30/4/2007 prot. 1112 riportata in Allegato 40a):

- studio relativo all'affidabilità e idoneità del sistema torcia il cui dimensionamento garantisce la sicurezza dello stabilimento nel caso di mancanza energia elettrica totale;
- relazione del CESI relativa alle simulazioni di comportamento del sistema elettrico nel caso di assetto ad "isola".

Entrambi gli studi, riportati in Allegato 40a, hanno confermato quanto segue:

- a) l'assetto in "isola" in caso di mancanza di energia elettrica è assicurato solo dal corretto funzionamento delle protezioni poste sulla rete elettrica nazionale e gestite esclusivamente da GSE-TERNA.
- b) in caso di non corretto isolamento dalla rete elettrica esterna, in caso di guasto, lo stabilimento si pone in sicurezza con conseguente blocco di tutto lo stabilimento.
- c) in caso di blocco per mancanza di energia elettrica l'alimentazione di riserva per il riavviamento delle diverse utenze è disponibile tramite un collegamento con la rete elettrica delle FFSS; tale collegamento telecomandato permette di ridurre al minimo i tempi di riavviamento delle utenze dello stabilimento
- d) in caso di blocco totale dello stabilimento, per mancanza di energia elettrica, la sicurezza dei circuiti, delle procedure di blocco e scarichi di emergenza è garantito dal sistema torcia dello stabilimento dimensionato per tale eventualità

Le conclusioni sopra riportate sono state valutate positivamente dal CTR all'atto della chiusura dell'istruttoria del Rapporto di Sicurezza della raffineria api del Giugno 2004.

Copia del verbale conclusivo del CTR è riportato in Allegato 40b (punto 3.1 e 3.2 dell'Allegato 40a).

Dalla sintetica analisi degli eventi descritti nei punti precedenti è possibile concludere che a fronte di un sistema di protezione che riduce al minimo l'instaurarsi di condizioni di mancanza di energia elettrica allo stabilimento, la raffineria è dotata di un sistema torcia progettato per garantire la sicurezza dello stabilimento nelle condizioni più critiche come quelle che si possono instaurare in caso di mancanza di energia elettrica.

41. Aggiornamento Scheda C e Allegato C.6 alla domanda di AIA della raffineria relativamente all'Impianto TAF e allo scarico DEMI

Al precedente par.2 è stato riassunto l'iter autorizzativo al quale è stato sottoposto l'impianto TAF e lo scarico reflui della DEMI (SF-Raff-2).

Si riportano di seguito la Scheda C e l'Allegato C.6, par.5, già allegati alla domanda di AIA della raffineria, con gli aggiornamenti intervenuti.

(segue aggiornamento Scheda C-Sezione C.3, per quanto attiene al TAF)

C.3 Consumi ed emissioni (alla capacità produttiva) dell'impianto da autorizzare (aggiornamenti relativi al TAF evidenziati con riquadro)		
Riferimento alla scheda B	Variazioni	Descrizione delle variazioni
B.2.2	SI	Eliminazione del prelievo da pozzi esterni al sito dell'acqua necessaria alla reimmissione in falda, prevista nel progetto della barriera idraulica di messa in sicurezza d'emergenza del sito per contrastare l'ingresso in falda di acqua con maggiore salinità . Per la reimmissione in falda verrà utilizzata una parte dell'acqua depurata dall'Impianto di Trattamento Acque di Falda. Il TAF, che tratta l'acqua emunta dai pozzi della barriera idraulica, sarà potenziato al fine di ottenere una qualità delle acque trattate di qualità adeguata alla reimmissione in falda. L'acqua trattata dal TAF sarà anche in parte riutilizzata nel ciclo produttivo della raffineria, previa demineralizzazione. <u>Il minor consumo di acqua fresca previsto è pari a 953.548 m3/anno.</u>
B.9.2	SI	Inserimento di un nuovo scarico dalla Fase Trattamento acque di falda(TAF), da utilizzare esclusivamente in caso di emergenza, nel caso la raffineria sia ferma e gli utenti non possano ricevere l'acqua per il suo riutilizzo. <u>La quantità di questo scarico sarà in questo caso pari a 440 m3/h</u>
B.10.2	NO	

B.11.2	SI	B.11.2 Produzione di rifiuti (dati alla capacità produttiva)						
		Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta	Fase di provenienza	Stoccaggio	
							N° area	Modalità
		19.13.08	acqua di falda da barriera idraulica	liquido	3.854.400 m3/anno	TAF	---	---
		16.03.05	prodotto idrocarburico da recuperare (surnatante)	liquido	480 m3/anno	TAF	---	---

(segue aggiornamento par.5 della Scheda C.6)

5. Completamento dell'assetto di progetto dell'impianto di trattamento acque di falda (testo preesistente ed aggiornamenti, in corsivo).

Dal gennaio 2006 è in esercizio un impianto per il recupero di rifiuti liquidi provenienti dalla falda acquifera, denominato TAF.

L'impianto 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) e permette il recupero dei seguenti rifiuti:

- acque di falda (CER 191308)
- prodotto petrolifero in galleggiamento sulla falda (CER 160305*).

In particolare, il processo condotto nell'impianto TAF consente:

- la rimozione degli inquinanti contenuti nell'acqua di falda ed il riutilizzo dell'acqua trattata, che viene inviata ad un successivo stadio di osmosi inversa e/o all'unità di demineralizzazione dell'impianto IGCC; in tal modo, l'acqua trattata dal TAF può essere in buona parte recuperata, tramite riutilizzo nei cicli produttivi condotti nel sito;
- la separazione dall'acqua del prodotto petrolifero in galleggiamento ed il suo recupero nel ciclo produttivo della raffineria.

L'impianto è costituito dai seguenti stadi:

- pre-trattamento (chiarificazione) integrato da una batteria di filtri (abbattimento metalli, parziale addolcimento chimico, recupero tracce idrocarburi)
- filtri a carbone attivo (rimozione idrocarburi residui)
- stadio di adsorbimento a resine specifiche (rimozione MTBE, ETBE, residui di BTEX).

A valle del TAF è presente un'unità di Osmosi inversa, a composizione modulare. Ogni modulo è a sua volta costituito da vessels all'interno dei quali è posizionata una membrana di dissalazione semipermeabile, attraverso la quale, applicando un'adeguata pressione, è possibile ottenere un permeato povero in sali disciolti ed un concentrato arricchito degli stessi sali.

Il permeato in uscita dall'unità di osmosi viene inviato al serbatoio di stoccaggio TK 5201 e di seguito pompato al demineralizzatore dell'IGCC (si veda l'allegato B18 relativo alla documentazione predisposta per l'IGCC).

Capacità dell'impianto TAF: 400 m3/ora di acqua (CER 190307)

40 m3/mese di prodotti petroliferi (CER 160305*) ⁷

In data 12/06/06 è stata presentata alla Provincia di Ancona la richiesta per incrementare la capacità di trattamento delle acque da 400 a 440 m3/ora (riportata in **Allegato A21** alla domanda AIA).

La modifica dell'impianto in progetto prevedeva:

- inserimento di uno stadio ulteriore di trattamento finalizzato alla riduzione dell'MTBE (sostanza per la quale non esiste un limite di scarico) a 50 µg/l, per la reimmissione in falda di una quota dell'acqua trattata; al posto di pari quantità di acqua "fresca" oggi utilizzata con questo scopo;
- invio della restante quota all'unità di Osmosi inversa e quindi al demineralizzatore dell'IGCC,
- possibilità di prevedere uno scarico di emergenza dall'impianto, nel caso in cui, per completa fermata degli impianti di raffinaria, non sia possibile inviare la quota di acqua in uscita dal TAF ai successivi trattamenti e quindi agli impianti produttivi.

Aggiornamenti:

I primi due obiettivi dell'elenco precedente sono stati raggiunti, anche se non è stato possibile attivare la reimmissione in falda, a causa delle problematiche autorizzative in atto (v.par.2 della Relazione generale).

Il terzo punto dell'elenco precedente sarà realizzato a valle dell'esito dei ricorsi al TAR

⁷ La capacità di recupero di prodotti petroliferi è stata incrementata dal valore originale di 15 m3/ora, riportato nella prima versione dell'Allegato C.6, al valore di 40 m3/ora, come da Determinazione della Provincia di Ancona, n°746 del 25/07/2006.

(v.precedente par.27). Nella situazione attuale, infatti, tale scarico verrebbe sottoposto ai limiti relative alle acque sotterranee e al valore di 10 µg/l di MTBE, in base a quanto stabilito nella Conferenza di servizi del 20/12/2005 (v.precedente par.2) .

Per quanto riguarda l'assetto attuale e futuro del bilancio idrico dell'acqua in ingresso al ciclo produttivo di raffineria ed alla barriera idraulica, questo viene riaggiornato, rispetto all'allegato C.6 fornito insieme alla domanda di AIA. Nelle due tabelle seguenti, viene illustrato il bilancio idrico, in base alla esperienza consolidata nell'anno 2007, nel corso del quale il barrieramento idraulico è andato a pieno regime.

Gli assetti sono calcolati per la portata autorizzata pari a 400 mc/h e per la portata di 440 mc/h per la quale si richiede autorizzazione.

Si precisa che, per un refuso di stampa, i valori di MTBE erano errati nella documentazione inviata precedentemente (allegato C6 alla domanda AIA di raffineria, par.5).

Come si evince dalla tabella seguente, la completa realizzazione del progetto consentirà di ottenere, rispetto alla situazione attuale, un considerevole risparmio nell'approvvigionamento idrico complessivo ed un incremento nel recupero di MTBE estratto dalla falda.

Bilancio idrico (aggiornato) (1 di 2)

	Situazione attuale- Raffineria max capacità	Situazione di progetto del TAF - Raffineria max capacità	
		400 m3/h	440 m3/h
	m3/h	m3/h	m3/h
Ingresso			
Fiume esino	0	0	0
Pozzi	305	236	196
Totale acque fresche	305	236	196
Acque di Falda per messa in sicurezza	400	400	440
Totale	705	636	636
Risparmio acqua fresca	m3/h	69	109
	t/a	603148	953548
Uscite			
acqua grezza a Demi	240	240	240
<i>Scarico SF2-Raff</i>			
Concentrato Osmosi	110	91	91
Rigenerazione Resine Demi	25	25	25
Esubero TK-5201	50	0	0
Totale Scarico SF2-Raff	185	116	116
Reimmissione in Falda	160	160	160
Servizi Vari a Raff e IGCC	120	120	120
Totale	705	636	636

Bilancio idrico (aggiornato) (2 di 2)

	Situazione attuale – Raffineria max capacità m3/h	Situazione di progetto del TAF Raffineria max capacità			
		400 m3/h	440 m3/h		
		m3/h	m3/h		
Principali inquinanti					
Scaricati da SF-RAFF2				emergenza	
Portata (m3/h)	185	116	116	400 m3/h 0,18 mg/l 72 g/h	440 m3/h 79,2 g/h
Idrocarburi totali (mg/l)	0,350	0,350	0,350		
Idrocarburi totali (t/anno)	0,567	0,356	0,356		
MTBE (mg/l)	0,500	0,500	0,500		
MTBE (t/anno)	0,810	0,508	0,508		
Reimmessi in falda				limiti da D.Lgs.152/06	
Portata (m3/h)	160	160	160	0,350 mg/l	
Idrocarburi totali (mg/l)	0,350	0,350	0,350		
Idrocarburi totali (t/anno)	0,491	0,429	0,429		
MTBE (mg/l)	0,010*	0,050	0,050		
MTBE (t/anno)	0,014	0,070	0,070		
MTBE Estratto dalla falda (t/a)**	1,577	1,577	1,734		
MTBE netto rimosso dall'ambiente	0,767	0,998	1,156		
Incremento Recupero MTBE	t/a	0.2315	0.3892		

* nella situazione attuale le acque di reimmissione sono prelevate da pozzi esterni al sito

** calcolate rispetto ai valori di ingresso di progetto del SIA TAF

42. ERRATA CORRIGE e INFORMAZIONI INTEGRATIVE

Si segnalano alcune sviste o errori di battitura presenti nella documentazione allegata alla domanda di AIA dell'impianto IGCC e della raffineria.

In allegato 42 si riportano le planimetrie aggiornate degli scarichi idrici (Allegati B.21 della Domanda AIA dell'IGCC e di raffineria) nelle quali erano state erroneamente scambiate le denominazioni degli scarichi SF-IGCC-2 e SF-IGCC-3.

Un chiarimento sui processi chimici che avvengono nell'unità di depurazione della Grey Water (precipitazione dei cianuri), come da richiesto avanzata nel corso della riunione con il Gruppo Istruttore tenutasi presso la sede APAT in data 21/04/08 (V. Verbale allegato 0), viene fornito in Allegato 21c, nella relazione sull'efficienza dell'unità di trattamento Grey Water.

ERRATA CORRIGE E INFORMAZIONI INTEGRATIVE RELATIVE ALL'IGCC

A.1 Informazioni sulle attività IPPC e non IPPC dell'impianto⁸

n°__

Data di inizio attività

Data di presunta cessazione

Attività **Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW.**Codice IPPC **1.1**Classificazione NACE **Processi di combustione in centrali elettriche e industria, Codice 11-40**Classificazione NOSE-P **Processi di combustione > 300 MW (intero gruppo), Codice 101.01**Numero di addetti: **6 (api energia) + 90 IGCC Operator (api raffineria/AlstomPower)**Periodicità dell'attività: ☒ continua
☐ stagionale ☐ gen ☐ feb ☐ mar ☐ apr ☐ mag ☐ giu
☐ lug ☐ ago ☐ set ☐ ott ☐ nov ☐ dic

Capacità produttiva

Prodotto	Capacità di produzione	Produzione effettiva	anno di riferimento
Energia elettrica	2.382.720 MWh/anno	2.252.351 MWh/anno	2004
Vapore	Vapore Alta pressione: 96.000 t/anno Vapore Media Pressione: 440.000 t/anno Vapore Bassa Pressione: 448.000 t/anno	Vapore Alta pressione: 75.094 t/anno Vapore Media Pressione: 228.092 t/anno Vapore Bassa Pressione: 146.614 t/anno	2004
Zolfo	32.000 t/anno	20.676 tonn/anno	2004

Commenti

L'unità di frazionamento aria dell'IGCC produce Azoto e Ossigeno, utilizzati nello stesso impianto IGCC e in parte forniti alla raffineria api.

Nel 2004 l'IGCC ha fornito alla raffineria:

449.980 tonnellate di vapore

4.472 tonnellate di Ossigeno

3.364 tonnellate di Azoto.

Il numero evidenziato è errato. Il valore corretto è pari a 449.800 (somma dei tre valori riportati nella tabella precedente relativamente alla produzione di vapore del 2004).

⁸ Compilare un quadro A.3 per ogni attività, IPPC e non, presente in impianto.

B.3.1 Produzione di energia (parte storica) *			Anno di riferimento: 2004					
Fase	Apparecchiatura	Combustibile utilizzato	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA		
			Potenza termica di combustione (kW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Potenza elettrica nominale (kVA)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
CCPP	Turbogas	Gas di sintesi / Gasolio	518.178	1.845.242	218.260	222.000	1.507.069	1.496.321
CCPP	Turbina a vapore	---	--	--	--	117.300	763.466	756.030
CCPP	Caldaia ausiliaria	Gas di Raffineria	64.305	532.178	152.618	--	--	--
TOTALE			581.419	2.377.420	370.878	339.300	2.270.535	2.252.351

B.3.2 Produzione di energia (alla capacità produttiva)

Fase	Apparecchiatura	Combustibile utilizzato	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA		
			Potenza termica di combustione (kW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Potenza elettrica nominale (kVA)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
CCPP	Turbogas	Gas di sintesi diluito con N2/ Gasolio	518.178	1.952.047	230.893	222.000	1.594.300	1.582.930
CCPP	Turbina a vapore	---	--	--	--	117.300	807.656	799.790
CCPP	Caldaia ausiliaria	Gas di Raffineria	64.305	562.981	161.452	--	--	--
TOTALE			581.419	2.515.028	392.345	339.300	2.401.957	2.382.720

B.4.1 Consumo di energia (parte storica) *			Anno di riferimento: 2004		
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)
Gassificazione (SMPP)	5.518.264	395.786	Syngas Diluito [ton]	2,605	0,191
Produzione Energia (CCPP)	7.087.818	7.752	Energia Elettrica	3,147	0,003
Servizi ausiliari	--	2.076	--	--	--
TOTALE	12.606.081	405.614	—		

B.4.2 Consumo di energia (alla capacità produttiva)					
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)
Gassificazione (SMPP)	5.837.668	428.216	Syngas Diluito [ton]	2,605	0,193
Produzione Energia (CCPP)	7.498.070	8.201	Energia Elettrica	3,147	0,003
Servizi ausiliari	--	4.325	--	--	--
TOTALE	13.335.738	440.742	—	—	—

NOTE: L'errore riguardante i dati di consumo di energia della fase CCPP è dovuto al fatto che, nel bilancio dell'energia termica, è stata considerata la produzione di vapore dell'HRSG invece della quantificazione energetica della stessa. I dati 2004 dei consumi di energia elettrica erano stati erroneamente riportati.

Si precisa che i dati relativi all'Energia termica consumata tengono conto dell'energia in ingresso a ciascuna fase. Poiché la quota di energia associata al syngas è inclusa nella quota di energia in ingresso alla gassificazione con gli idrocarburi pesanti in ingresso, il valore totale del consumo di energia termica è superiore al consumo dell'impianto IGCC nel suo complesso.

B.5.1 Combustibili utilizzati (parte storica) *				Anno di riferimento: 2004
Combustibile	% S	Consumo annuo (t)	PCI (kJ/kg)	Energia (MJ)
Gas di sintesi diluito con N2	0,001%	2.118.437	7.000	14.829.059.000
Gas in condensabili (fuel gas)	0,63%	41.106	48.117	1.977.905.304
Olio combustibile BTZ	0,99%	1.362	40.377	54.992.887
Olio combustibile ATZ	1,95%	10	40.377	403.766
Gasolio semifinito (diesel GT)	0,033%	17.337	42.678	739.905.440
Metano	---	2.852	55.130	157.239.536
Idrocarburi pesanti per la gassificazione (Carica IGCC)	4,576%	441.078	40.377	17.809.216.319
Gasolio semilavorato o Wash oil (per flussaggio strumenti)	<0,05%	2.886	42.678	123.168.200
Virgin Naphta (a Carbon Extraction)	<0,15%	2.925	46.025	134.623.429
Distillati pesanti/HVGO (per flussaggio tenuta pompe)		5.426	40.377	219.083.263

B.5.2 Combustibili utilizzati (alla capacità produttiva)

Combustibile	% S	Consumo annuo (t)	PCI (kJ/kg)	Energia (MJ)
Gas di sintesi	0,0045% (*)	2.241.055	7.000	15.687.384.187
Gas in condensabili (fuel gas)	0,63%	43.485	48.117	2.092.389.031
Olio combustibile BTZ	0,99%	1.441	40.377	58.175.947
Olio combustibile ATZ	<3%	11	40.377	427.136
Gasolio semifinito (diesel GT)	<0,05%	18.340	42.678	782.732.128
Metano	---	3.017	55.130	166.340.765
Idrocarburi pesanti per la gassificazione (Carica IGCC)	max 8,55%	466.608	40.377	18.840.036.880
Gasolio semilavorato o Wash oil (per flussaggio strumenti)	<0,05%	3.053	42.678	130.297.336
Virgin Naphta (a Carbon Extraction)	<0,15%	3.094	46.025	142.415.608
Distillati pesanti/HVGO (per flussaggio tenuta pompe)		5.740	40.377	231.764.087

Nota:

(*) come H₂S e COS- valore medio da progetto

B.9.1 Scarichi idrici (parte storica) ***Anno di riferimento: 2004**

N° totale punti di scarico finale: 3 _____

n° scarico finale **SF-IGCC-1**Recettore **Mare Adriatico** _____
 Portata media annua **312.070.000 m3/anno**
 (**35.635,8 m3/ora**, dato errato, **35.624,4 m3/ora** dato corretto) (STIMATA)

Caratteristiche dello scarico

Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura pH
SF-IGCC1	sist.raffreddamento acqua mare (facente parte della fase CCPP)	100	Continua	---	NO	Temp.max (media mensile): 32,06°C pH: non rilevato.

Nota: lo scarico finale SF-IGCC-2, che raccoglie le acque in uscita dell'unità di trattamento delle "acque grigie" dell'IGCC, viene convogliato all'impianto di trattamento effluenti della raffineria api. Per le caratteristiche finali dello scarico SF-RAFF-1 dall'impianto di trattamento effluenti di raffineria si rimanda alla Scheda B.9.1 della documentazione AIA relativa alla raffineria api.

 n° scarico finale **SF-IGCC-2**
 (interno al sito) denominazione errata, SF-IGCC-3
 denominazione corretta
Recettore **Fognatura oleosa raffineria api** _____
 Portata media annua **32 m3/ora pari a 280.830 m3/anno** (da misure effettuate nel 2006)

Caratteristiche dello scarico

Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura pH
SF-IGCC-3	SMPP	100	Continua	---	SI (Unità di trattamento acque grigie)	Temperatura: range tipico 25-35°C pH: range tipico 11-13

B.9.1 Scarichi idrici (parte storica) * (continua da pag.precedente)

N° totale punti di scarico finale: 3

n° scarico finale **SF-IGCC-3**
denominazione errata, SF-
IGCC-2 denominazione corretta

Recettore **Mare Adriatico** (foce fiume Esino)

Portata media annua:
 pari a **350.487 m3/anno** (MISURATA)

Caratteristiche dello scarico

Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura pH
SF-IGCC-2	Demineralizzatore (facente parte della fase CCPP)	100	Continua	---	NO	Temp.max: 32,1°C pH medio : 7,75

NOTE:

1. Le denominazioni dei due scarichi SF-IGCC-2 e SF-IGCC-3 risultavano scambiate rispetto a quelle riportate nella scheda A sezione 9 e negli schemi a blocchi dell'IGCC. Lo stesso errore era presente nelle planimetrie degli scarichi idrici (allegato B.21 alla domanda di AIA dell'IGCC e della raffineria) che pertanto vengono riallegati con le denominazioni corrette. (Allegato 25)
2. La portata oraria dello scarico SF-IGCC-1 è stata corretta.

**ERRATA CORRIGE E INFORMAZIONI INTEGRATIVE
RELATIVE ALLA RAFFINERIA**

Si riporta un estratto della scheda B sezione B.1.2, in cui sono riportate in corsivo alcune precisazioni .

B.1.2 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)											
COR TROL OS 5310	GE Betz S.r.l. Scheda Sic: SI	MP ausiliaria	F1-F5-F6-F8	Liquido	3710-84-7	N,N Dietilidrossilammia	>= 25 %	20/21-36/37/38	16-26-28-36/37/39	Xn	443,417
Ipoclorito di sodio	Scheda Sic: SI	MP ausiliaria	F12 <i>e inoltre: F14</i>	Liquido	7681-52-9	Ipoclorito di sodio, Soluzione >10% di cloro attivo	14,5 – 18,5	31 – 34	1/2, 28, 45, 50	C	40,828
MDEA (Maxamine 620-B)	GE Betz S.r.l. Scheda Sic: SI	MP ausiliaria	F13 <i>e inoltre: F12</i>	Liquido	-	N-metildietanolamina 105-59-9	> 20 %	36	26-28-36/37/39-	Xi	29,099
Odorstop	Pietro Fiorentini SpA Scheda Sic: SI	MP ausiliaria	F7 <i>e inoltre: F13</i>	Liquido	25265-71-8 61791-12-6 - 138-86-3	Ossidipropanolo Castor oil etossilato Olio essenziale multicomponente Idrocarburi terpenici	4,4 5,4 2,4 0,4	-	-	-	1,109
Percloroetilene	Scheda Sic: SI	MP ausiliaria	F1-F5- F6 -F8	Liquido	127-18-4		-	40-51/53	(2-)23-36/37-61	Xn, N	76,124
Soda caustica 48-50% base 100%NaOH	Api di Ancona S.p.A Complesso industriale di Falconara M.ma scheda sic.: SI	MP ausiliaria	F1 <i>e inoltre: F7 e F6</i>	Liquido	1310-73-2	Miscela di soda caustica 15%—65%	soda caustica	35	26-37/39-45	C	947,673

Si riporta un estratto della scheda B sezione B.4.1, in cui sono evidenziati con riquadro alcuni dati corretti .

B.4.1 Consumo di energia (parte storica) *			Anno di riferimento: 2004		
Fase o gruppi di fasi	Energia termica consumata (MWh)	Energia elettrica consumata (kWh)	Prodotto principale	Consumo termico specifico (kWh/unità) (1) MJ/t	Consumo elettrico specifico (kWh/t)
TOPPING	383.640	21.460.605	Semilavorati a fasi successive	392	6,1
VACUUM 1	95.254	4.801.967	Semilavorati a fasi successive	763	10,7
VACUUM 3	295.587	13.099.887	Semilavorati a fasi successive	577	8,1
IDROGENO1, IDROGENO2	149.492	2.254.921	Semilavorati a fasi successive	89.132	374
SPLITTER BENZINE, PLATFORMING, SPLITTER C3/C4 (2)	216.357	19.322.677	Semilavorati a fasi successive	1.763	43,8
UNIFINING e (3) COMPRESSIONE GAS	126.538	17.556.739	Semilavorati a fasi successive	513	19,8
DESOLFORAZIONI HDS1, HDS2, HDS3	161.182	24.880.838	Semilavorati a fasi successive	340	14,6
VISBREAKING	153.140	15.294.144	Semilavorati a fasi successive	692	19,2
THERMAL CRACKING/ HPTC	512.111	6.497.428	Semilavorati a fasi successive	1.241	4.38
HOT OIL	8.974	399.840	----	----	0,35
DISTRIBUZ.UTILITIES (vapore da IGCC)	370.878	----	----		
ALTRE FASI	73.063	53.783.984	Prodotti finiti / "Utilities"		
TOTALE	2.510.389	179.352.030	—		

Si riporta un estratto della scheda B sezione B.4.2, in cui sono evidenziati con riquadro alcuni dati corretti .

B.4.2 Consumo di energia (alla capacità produttiva)					
Fase o gruppi di fasi	Energia termica consumata (MWh) (1)	Energia elettrica consumata (MWh)	Prodotto principale	Consumo termico specifico (kWh/t) (1)	Consumo elettrico specifico (kWh/t)
TOPPING	425.281	23.790.000	Semilavorati a fasi successive	392	6,1
VACUUM 1	105.594	5.323.187	Semilavorati a fasi successive	763	10,7
VACUUM 3	287.764	14.521.786	Semilavorati a fasi successive	577	8,1
IDROGENO1, IDROGENO2	465.170	7.016.597	Semilavorati a fasi successive	89.132	374
SPLITTER BENZINE, PLATFORMING, SPLITTER C3/C4 (2)	239.841	21.420.015	Semilavorati a fasi successive	1.763	43,8
UNIFINING e (3) COMPRESSIONE GAS	140.273	19.462.397	Semilavorati a fasi successive	513	19,8
DESOLFORAZIONI HDS1, HDS2, HDS3	178.667	27.581.475	Semilavorati a fasi successive	340	14,6
VISBREAKING	169.984	16.954.214	Semilavorati a fasi successive	692	19,2
THERMAL CRACKING/ HPTC	567.697	7.202.677	Semilavorati a fasi successive	1.241	4.38

HOT OIL	9.918	443.240	----	----	0,35
DISTRIBUZ.UTILITIES (vapore da IGCC)	392.345		VAPORE		
ALTRE FASI	88.994	59.620.741	Prodotti finiti / "Utilities"		
TOTALE	3.063.537	203.336.327	—		

(1): si riportano i dati nelle unità di misura proposte dal BRef per la raffinazione ; (2) base Platforming ; (3) base Unifining