

COLLETTIVO "25 OHM" FALCONARA
Associazione Comitato quartiere Villanova - Falconara M.ma
Associazione Comitato quartiere Fiumesino - Falconara M.ma
Associazione Comitato cittadino "25 Agosto" Falconara M.ma
Associazione Pionieri Rocca Mare - Falconara M.ma
Associazione "Il Facocero" - Falconara M.ma
Associazione Onda Verde - Falconara M.ma
Centro Sociale Autogestito "Kontakt" - Falconara M.ma
Associazione "la Città in Comune" - Ancona
Associazione Comitato "Città Viva" - Falconara M.ma
GRUPPO "AMICI DI BEPPE BRILLO" - ANCONA
Falconara M.ma 24/08/2007

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio
e del Mare - Direzione Salvaguardia Ambientale

prof. DSA-2007-0023764 del 04/09/2007

C/O VIA F. CAMPANELLA, 2
60015 FALCONARA M. (AN)
Tel.: 3339492882

Egr. Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Dott. Alfonso Pecoraro Scanio,

Egr. Ministro dello Sviluppo Economico
Dott. Pier Luigi Bersani

Oggetto: Affidabilità del Sistema di alimentazione di energia elettrica della raffineria e centrale IGCC dell'API di Falconara M.ma e Progetto delle due nuove centrali elettriche presso comprensorio API raffineria di Ancona S.p.A.: ATTO DI SIGNIFICAZIONE E DIFFIDA.

Visto

- il documento allegato alla presente del Servizio Ambiente e Paesaggio - Prot. n° 88712/08/05/2007/RM/6RM/508/P a firma del Dirigente del Servizio Ambiente e Paesaggio della Regione Marche e vagliato dall'Assessore all'Ambiente della Regione Marche avente per oggetto "Affidabilità del Sistema di alimentazione servizi, con particolare riferimento alla alimentazione di energia elettrica della raffineria e centrale IGCC dell'API di Falconara M.ma" (ALLEGATO A);

rilevato che

- dal documento sopraccitato sembrerebbe che i Responsabili preposti del Ministero dell'Ambiente sono a diretta conoscenza della problematica oggetto della sopraccitata Relazione del Servizio Ambiente e Paesaggio della Regione Marche soltanto dai primi mesi del 2006 nonostante che le Relazioni del Comitato Tecnico Regionale delle Marche dovrebbero essere state inviate come stabilito dal D.Lgs. 334/99 e nonostante le indagini e le Relazioni del 2003 e 2005 (?) svolte per conto del Ministero dell'Ambiente dalla Commissione Super Partes costituita dal Dott. Nedo Biancani, dal Dott. Ennio Macchi e dal Dott. Claudio Maffezzoni (ALLEGATI B1 e B2). A tale riguardo chiediamo al Ministro dell'Ambiente di chiarire anche la singularità delle affermazioni della Commissione Super Partes che nella PRIMA ANALISI (2003) scrive di essere "sollecitata dal Ministero dell'Ambiente" mentre nella Relazione del Maggio 2005 - FASE 2 - scrive "in accordo con l'incarico attribuito alla Commissione super partes da API Energia";
- dal "Verbale di collaudo delle modifiche del ciclo di lavorazione della raffineria di oli minerali della società API raffineria di ancona S.p.A. sita in Falconara M.ma (AN)" redatto dalla Commissione nominata dal Ministero dell'Industria, Commercio ed Artigianato con D.M. 23.5.2000 per effettuare il collaudo dell'impianto integrato di gassificazione degli idrocarburi pesanti e cogenerazione a ciclo combinato (IGCC) di cui alla ministeriale n. 671364 del 28.07.1994 (ALLEGATO B3) si evince che all'allora Ministero dell'Industria (oggi Ministero dello Sviluppo Economico) doveva essere nota la reale situazione di affidabilità del sistema di alimentazione servizi, con particolare riferimento alla alimentazione di energia elettrica dato che nel capitolo "Descrizione dell'impianto - Premessa" del Verbale di collaudo (pag 2 di 20) è scritto: "(...) Il vapore prodotto dall'impianto IGCC è destinato a coprire il fabbisogno delle varie utenze di raffineria, mentre l'energia elettrica, oltre a soddisfare gli autoconsumi dell'impianto, è destinata alla rete esterna nazionale (...)"

constatato che

- a seguito dell'approvazione Ministeriale del progetto e del giudizio positivo espresso con Decreto dal Ministero dell'Ambiente in data 15 Aprile 1994 - REG. 22 APR. 1994 DEC/VIA/1877 - (ALLEGATO C) circa la compatibilità ambientale dell'impianto di gassificazione di idrocarburi pesanti e produzione di energia elettrica in cogenerazione (IGCC) nella raffineria API (260 MWe) - centrale elettrica in attività dall'anno 2000 - fu dismessa dal comprensorio API una centrale termoelettrica convenzionale (17 MWe) che cogenerava energia elettrica e vapore di processo per le utenze termiche di raffineria;
- nel *RAPPORTO DI SICUREZZA 2000* redatto da API raffineria di Ancona S.p.A. ai sensi dell'art. 8 D.Lgs. 334/99 alle ppgg. 77-78-79 80 del capitolo 1.C.1.5.3 "Comportamento dell'impianto in caso di indisponibilità parziale o totale delle reti di servizio" (ALLEGATO D) è scritto che "**Si evidenzia che il sistema di alimentazione elettrica del complesso, disponendo di tre distinte fonti di alimentazione elettrica, è altamente affidabile e rende alquanto remota la possibilità di mancanza totale di energia elettrica (...)** In caso di guasto sulla rete ENEL i due interruttori presenti sulle due linee aeree dell'ENEL si aprono, provocando il distacco di carico dell'impianto IGCC ed il successivo passaggio in isola del complesso. In tal caso rimane in funzione la sola turbina a gas, che alimenta tutti i carichi necessari alla raffineria e all'impianto IGCC per un totale di circa 40 MWe; in questo modo si garantisce la continuità elettrica delle utenze del complesso stesso. (...) Una ulteriore ridondanza elettrica per i carichi della raffineria è fornita dal collegamento di emergenza con le Ferrovie dello Stato, dimensionato per una potenza di 25 MW, che risulta sufficiente ad alimentare i carichi di raffineria, svincolando in tal modo la raffineria stessa dall'ENEL e dalla rete IGCC. (...)";
- la sopraccitata Relazione del Servizio Ambiente e Paesaggio della Regione Marche evidenzia che la raffineria API - Impianto a Grande Rischio Industriale - è priva della garanzia di avere almeno due fonti indipendenti per l'alimentazione elettrica degli impianti;
- la mancata garanzia di sicurezza di cui sopra non è stata compensata dalla "realizzazione degli impianti elettrici di interconnessione API raffineria - Rete Elettrica Nazionale tale da permettere assetti operativi che, in caso di mancanza di energia fornita dalla rete nazionale, garantisca l'alimentazione elettrica della raffineria tramite l'impianto IGCC, e viceversa, in caso di fuori servizio dell'impianto IGCC, garantisca l'alimentazione della raffineria dalla rete nazionale (SISTEMA OPERATIVO AD ISOLA)", come rilevato dalla Relazione del Servizio Ambiente e Paesaggio della Regione Marche;
- non risulta esistere, da informazioni assunte in proprio, la "ulteriore ridondanza elettrica per i carichi della raffineria" che doveva essere fornita "dal collegamento di emergenza con le Ferrovie dello Stato" come scritto nel Rapporto di Sicurezza 2000 della raffineria API S.p.A.;
- tale situazione progettuale doveva essere resa nota da API raffineria a tutti i Ministeri competenti ed alle Autorità di controllo preposte prima dell'avvio della centrale elettrica IGCC nell'anno 2000;
- la *Commissione di Indagine* istituita con Decreto del Ministero delle Attività Produttive in data 29 Settembre 2003 a seguito dell'improvvisa e completa interruzione dell'erogazione dell'energia elettrica verificatasi nella notte del 28 settembre 2003, sulla quasi totalità del territorio nazionale - Commissione composta da: Prof. Adriano De Maio (Presidente), Cons. Antonio Catricalà, Pres. Luigi Giampaolino, Prof. Ennio Macchi, Ing. Giancarlo Manzoni, Ing. Alessandro Ortis, Prof. Luigi Paris, Prof. Carlo Secchi, Ing. Guglielmo Ferrari (Segretario) - nel *RAPPORTO di INDAGINE* al capitolo 6.1 "Comportamento "ideale" di una centrale in presenza di black-out" scrive: "Ogni gruppo termoelettrico di potenza superiore a 10 MVA dovrebbe, in base alla normativa vigente: a, essere in grado di svolgere un ruolo di "riserva primaria"⁹, vale a dire essere sempre capace di aumentare, a fronte di una diminuzione della frequenza di rete, la potenza erogata di almeno 1.5% entro tempi brevissimi; b) avere un interruttore di stacco dalla rete per minima frequenza tarato su una frequenza di 47.5 Hz, con un ritardo di 4 secondi: vale a dire, il gruppo si deve staccare automaticamente dalla rete solo quando la frequenza scende sotto 47.5 Hz e rimane sotto tale valore continuativamente per un tempo di 4 secondi; c) essere in grado, a seguito del distacco di rete di cui sopra, di avviare automaticamente la procedura di "load rejection", che consiste nel passaggio del gruppo "in isola", con una (repentina) diminuzione di potenza erogata, dal valore a cui operava prima del distacco al valore corrispondente al consumo degli ausiliari del gruppo stesso; d) mantenere questa condizione di esercizio (funzionamento in isola sui propri ausiliari) per temp

m

indefiniti, al fine di consentire al gruppo di effettuare il nuovo parallelo e la presa di carico nei tempi minori possibili." Inoltre la stessa Commissione di Indagine scrive nel capitolo "9.2 **Provvedimenti attuativi a breve termine:** H) Sembra necessario rivedere i sistemi di protezione e di regolazione dei grandi gruppi termoelettrici, per affrontare i forti e repentini abbassamenti della frequenza conseguenti al distacco dalla rete europea; ciò al fine di diminuire le probabilità di distacchi intempestivi e di aumentare le probabilità di riuscita delle procedure di "load rejection", indispensabile per rendere rapide le operazioni di riaccensione. In questo senso è opportuno assicurare anche una maggiore affidabilità della procedura di "load rejection" dei grandi gruppi termoelettrici (Produttori). I) Sembra altresì necessario riconsiderare le tarature dei relais di frequenza di tutti gli altri generatori del sistema: autoproduttori industriali, idroelettrici, generazione distribuita, ecc. (Produttori)." [http://www.aduc.it/dyn/documenti/allegati/rapporto-commissione-ministeriale-blackout-28-settembre-2003.pdf]

- come rileva la Relazione del Servizio Ambiente e Paesaggio della Regione Marche il "SISTEMA OPERATIVO ad ISOLA" "è stato realizzato presso la raffineria ISAB di Priolo" che annovera tra i suoi impianti anche una centrale elettrica IGCC come quella installata nel comprensorio di API raffineria di Ancona S.p.A.;
- La situazione di ipotizzata inadempienza della Società API raffineria di Ancona ha causato plurime e rischiose interruzioni dell'alimentazione elettrica ai suoi impianti ad Alto Rischio Industriale avvertite direttamente e segnalate dalla popolazione e dalle associazioni dei cittadini in quanto ricadute sulle stesse in termini di esalazioni, rumore e paura alle date 11/06/2002 – 31/03/2003 – 30/01/2006 – 14/07/2006 – 29/01/2007 (ALLEGATI E1-E2-E3-E4-E5);
- API raffineria di Ancona S.P.A., con comportamento "evasivo – impreciso – contraddittorio", non avrebbe ottemperato nel corso degli anni alla prescrizione del Comitato Tecnico Regionale delle Marche (CTR) formulata con la Conclusioni istruttoria del rapporto di Sicurezza 2000 ai sensi del D. Lgs.334/99 e riportata nel Verbale Prot. 7834 del 10/12/2002 (ALLEGATO F). La prescrizione del CTR rilevava nel capitolo 5 "Impianti di produzione e sistemi connessi" al punto b) "Affidabilità del sistema di alimentazione servizi, con particolare riferimento alla alimentazione di energia elettrica": "A seguito dei contatti intercorsi con GRTN e finalizzati alla riduzione dei rischi per mancati interventi (vedi evento dell'11/06/2002) il gestore informa che è in corso uno studio per aumentare ulteriormente la disponibilità del sistema di protezione da concludersi entro il 2003. Al proposito il CTR invita GRTN ed API raffineria ad approfondire i rapporti di collaborazione al fine di individuare e mettere in atto le migliori tecniche possibili per garantire l'affidabilità e la continuità dell'erogazione della energia elettrica";
- sembrerebbe non rispettato anche il Decreto del Direttore del Dipartimento Territorio e Ambiente della Regione Marche N° 18/03 del 30/06/2003 che rinnovò la concessione ad API raffineria (ALLEGATO G) e che ribadì a pag 43 il "Quadro riassuntivo del programma di attuazione delle prescrizioni del CTR del 10/12/2002 comprensivo delle osservazioni del CTR del 1/4/2003" nel quale per la specifica prescrizione sopraccitata riportava la data di **DICEMBRE 2003 come data di attuazione e completamento proposto dalla Società API raffineria;**
- **a Marzo 2004**, con la "PRIMA RELAZIONE SEMESTRALE SULLA ATTUAZIONE DA PARTE DI API RAFFINERIA DELLE PRESCRIZIONI DI CUI AL VERBALE COMITATO TECNICO REGIONALE 10.12.02002 (riferita allo stato di attuazione dei lavori prescritti dal CTR con scadenza 31.12.2003)" (ALLEGATO H) condotta ai sensi del Decreto del D.D.T.A. Regione Marche n. 18/03 del 30.06.2003, il Servizio Impiantistica della Regione Marche scriveva: "**presa visione della procedura SGS.037 coordinamento operativo per il collegamento elettrico della raffineria. Presa visione di un programma di studio congiunto con GRTN e TERNA al fine di valutare le possibilità di miglioramento dell'affidabilità della fornitura elettrica alla raffineria**";
- ancora il 19 Dicembre 2006 nella conclusione da parte del CTR Marche della Istruttoria del Rapporto di Sicurezza di API raffineria edizione 2004 (ALLEGATO L) si rileva che a oltre sei anni dall'avvio della centrale elettrica IGCC il CTR Marche non ritiene "completamente risolta la problematica della continuità e della ridondanza dell'alimentazione elettrica" e, comunque, risulta ancora non attuato il Sistema Operativo al Isola per il quale il CTR Marche cita API raffineria che ha "dichiarato in una precedente riunione che lo studio del CESI relativo al funzionamento dell'assetto in ISOLA dell'intero stabilimento (raffineria e IGCC) era già stato fatto"!!! Il CTR Marche ha indicato la consegna dello Studio entro **Marzo 2007**.



Considerato che

- **la pretesa necessità addotta dalla Dirigenza della raffineria API di Ancona S.p.A. di garantire la affidabilità nella alimentazione elettrica della raffineria con il progetto della Centrale termoelettrica a ciclo combinato da 580 MWe** (per la quale con nota del 23/06/2006, assunta dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare al prot. n. DSA-17408 del 30/06/2006, la società API Raffineria di Falconara spa ha presentato richiesta di autorizzazione unica ai sensi della Legge 55/02, nonché di contestuale pronuncia di compatibilità ambientale ai sensi dell'art. 6 della L. 349/86) **semberebbe poggiare su uno o più evidenti e clamorosi falsi, omissioni e mancato rispetto delle prescrizioni delle Autorità di controllo reiterato nel tempo;**
- **i presunti falsi e le presunte omissioni riguarderebbero in special modo il Decreto Legislativo 17 Agosto 1999 n° 334** per quanto riguarda i seguenti articoli: Capo II art. 5 comma 1 relativo agli *Obblighi generali del gestore* – art. 7 comma 1 relativo alla *Politica di prevenzione degli incidenti rilevanti* – art. 8 comma 2 lettera b e lettera c relativo al *Rapporto di Sicurezza*;
- **le presunte falsità, omissioni e il possibile mancato rispetto delle prescrizioni** della Dirigenza della Raffineria API di Falconara M.ma (AN) in relazione alla specifica problematica **hanno determinato**, dal momento dell'entrata in funzione della centrale elettrica IGCC fino ad oggi, **l'insicurezza degli impianti di raffineria e della centrale stessa nonché una costante minaccia per i lavoratori, i cittadini, il territorio, l'aria ed il mare manifestatasi concretamente con gli eventi segnalati dai Comitati dei cittadini e confermata dalle note di risposta dell'ARPA Marche;**
- **la possibile mancata implementazione di una pratica di buona ingegneria e la possibile mancata individuazione e messa in atto delle migliori tecniche possibili per garantire l'affidabilità e la continuità dell'erogazione della energia elettrica da parte della Società API raffineria di Ancona nel progettare l'alimentazione elettrica dell'intero impianto a Grande Rischio Industriale sembrerebbe aggravata dal mancato rispetto della specifica prescrizione del Comitato Tecnico Regionale delle Marche e dal mancato rispetto delle disposizioni del Decreto del Direttore del Dipartimento Territorio e Ambiente della Regione Marche N° 18/03 del 30/06/2003,**

i sottoscritti si trovano nella condizione di inviare il presente

ATTO di DIFFIDA

affinchè

- **non diate seguito ad alcun provvedimento autorizzatorio relativamente al progetto di cui trattasi**, e perciò, in particolare **non autorizzate**, sia per ciò che riguarda la Valutazione di Impatto Ambientale sia per ciò che riguarda il procedimento unico previsto dalla Legge n. 55/02, **l'intero progetto della Centrale termoelettrica a ciclo combinato da 580 MWe di Falconara Marittima** (AN) per la quale con nota del 23/06/2006, assunta dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare al prot. n. DSA-17408 del 30/06/2006, la società API Raffineria di Falconara spa ha presentato richiesta di autorizzazione unica ai sensi della Legge 55/02, nonché di contestuale pronuncia di compatibilità ambientale ai sensi dell'art. 6 della L. 349/86;
- **interveniate** nei confronti della Società API raffineria di Ancona S.p.A. al fine di **imporre la realizzazione immediata del Sistema Operativo ad Isola e delle altre ridondanze elettriche dichiarate nel Rapporto di Sicurezza 2000 della raffineria API;**
- **denunciate** alla Procura competente la Società API raffineria di Ancona S.p.A. per gli eventuali falsi e omissioni commessi che hanno determinato rischi concreti per i lavoratori, i cittadini, il territorio.

Fiduciosi in un positivo riscontro nei termini di Legge, Vi invitiamo nella nostra Falconara M.ma per spiegare ai cittadini ed alle associazioni la problematica oggetto della presente.

Distinti saluti

h

Allegati alla presente:

Allegato A: copia della risposta al consigliere Binci del Dirigente del Servizio Ambiente e Paesaggio della Regione Marche prot. n° 88712 I 08/05/2007/RM/6RM/508/P avente per oggetto "Affidabilità del Sistema di alimentazione servizi, con particolare riferimento alla alimentazione di energia elettrica della raffineria e centrale IGCC dell'API di Falconara M.ma";

Allegato B1: copia della Relazione "Prima Analisi di funzionamento e affidabilità impianto IGCC di Falconara (AN) Commissione: Nedo Bianconi - Ennio Macchi - Claudio Maffezzoni" anno 2003;

Allegato B2: copia della Relazione "Analisi di funzionamento e affidabilità impianto IGCC di Falconara (AN) Fase 2 - Validazione degli interventi realizzati. Commissione: Nedo Bianconi - Ennio Macchi. Maggio 2005;

Allegato B3: copia del Verbale di collaudo delle modifiche del ciclo di lavorazione della raffineria di oli minerali della società API raffineria di ancona S.p.A. sita in Falconara M.ma (AN);;

Allegato C: copia del Decreto dal Ministero dell'Ambiente in data 15 Aprile 1994 - REG. 22 APR. 1994 DEC/VIA/1877;

Allegato D: copia parziale del RAPPORTO DI SICUREZZA 2000 redatto da API raffineria di Ancona S.p.A. ai sensi dell'art. 8 D.Lgs. 334/99, pagine 77-78-79 80 del capitolo 1.C.1.5.3 "Comportamento dell'impianto in caso di indisponibilità parziale o totale delle reti di servizio";

Allegato E1: copia delle segnalazioni dei Comitati Villanova e Fiumesino per evento dell'11/06/2002 e nota di risposta di ARPAM Dipartimento provinciale di Ancona - Servizio Aria prot. n. 1487/SA del 18/06/2002;

Allegato E2: copia della segnalazione del Comitato Villanova per evento del 31/03/2003 e nota di risposta di ARPAM Dipartimento provinciale di Ancona - Servizio Radiazioni e Rumore prot. n. 3444/SRR/R/1086 del 15/05/2003;

Allegato E3: copia della segnalazione del Comitato Villanova per evento del 30/01/2006 e nota di risposta di ARPAM - Direzione del Dipartimento provinciale di Ancona prot. n. 4883/DIR/482 del 02/03/2006;

Allegato E4: copia della segnalazione del Comitato Villanova per evento del 14/07/2006 e nota di risposta di ARPAM - Direzione del Dipartimento provinciale di Ancona, Servizio Impiantistica Regionale prot. n. 15404/SIR/2469;

Allegato E5: copia della segnalazione del Comitato Villanova per evento del 29/01/2007 e nota di risposta di ARPAM Dipartimento provinciale di Ancona - Servizio Impiantistica Regionale prot. n. 8754/08/02/2007/DDAN del 08/02/2007 inviata al Comitato dall'Assessore all'Ambiente della Regione Marche con nota prot. n. 0000161:21/02/2007:R_MARCHE:SASAM:SASAM:P.

Allegato F: copia del Verbale del Comitato Tecnico Regionale delle Marche Prot. 7834 del 10/12/2002 - Conclusione istruttoria del rapporto di Sicurezza 2000 ai sensi del D. Lgs.334/99;

Allegato G: copia parziale del Decreto del Direttore del Dipartimento Territorio e Ambiente della Regione Marche N° 18/03 del 30/06/2003;

Allegato H: copia della "Prima Relazione semestrale sulla attuazione da parte di Api Raffineria delle Prescrizioni di cui al Verbale Comitato Tecnico Regionale 10.12.02002 - riferita allo stato di attuazione dei lavori prescritti dal CTR con scadenza 31.12.2003 - condotta ai sensi del Decreto del D.D.T.A. Regione Marche n. 18/03 del 30.06.2003";

Allegato L: lettera di trasmissione del consigliere regionale Massimo Binci prot. n. 165 del 01/06/2007 e Verbale della seduta del Comitato Tecnico Regionale delle Marche del 19/12/2006.

In fede

Giuseppe Rinaldi
PIONIERI ROCCA MARE

"LA CITTA' IN COMUNE"
Shp Sz

ASS. L'ONDA VERDE
Fede Felti

COLL. 26 OHM

Rel. Anon. "IL FACOBERO"

GRUPPO "AMICI DI PEPPE GRILLO" - ANCONA
MOLLE PEPPE

Federico Nestor
(C.C.S. MONTATTO - FALCONARA)

ASS. NE "CITTA' VIVA"
Anon. M. S. B.

ASSOCIAZIONE
COMITATO QUARTIERE
VILLANOVA

Giuseppe Pizzoni
COMITATO 25 AGOSTO

ASSOCIAZIONE
COMITATO DEL QUARTIERE FIUMESINO
Via Conventino, 28 FALCONARA
C. F. 93084080428



CONSIGLIO REGIONALE DELLE MARCHE

**Gruppo Consiliare
Verdi**

Il Consigliere

**Al Presidente
Associazione Comitato
Quartiere Villanova
SEDE**

Ancona, 21.5.04
Protocollo 162

Oggetto: invio documenti

Visto il vostro costante impegno di vigilanza sulla raffineria API, ritengo opportuno di inviarvi per conoscenza copia di documenti da me richiesti a vari servizi per monitorare la situazione API.

- **Deliberazione 305**
- **Decreto dirigente servizio OO.PP VIA attività estrattive n. 76/8.9.2003**
- **Risposta alla mia nota su "affidabilità sistema di alimentazione servizi, con particolare riferimento alla alimentazione di energia elettrica della raffineria e centrale IGCC dell'API di Falconara"**
- **Intesa Generale Quadro sottoscritta il 24.10.2002 tra Presidenza del Consiglio dei Ministri e Regione Marche.**

Cordiali saluti

Massimo Binci





Ancona Prot. n° 88712 1 08/05/2007/RM/GRM/S08/P

All' Assessore all'Ambiente
Marco Amagliani
SEDE

OGGETTO: Risposta alla nota prot. n. 135 del 21/03/2007 del consigliere Binci su:
"Affidabilità del sistema di alimentazione servizi, con particolare riferimento
alla alimentazione di energia elettrica della raffineria e centrale IGCC
dell'API di Falconara M.ma".

In relazione alla nota citata in oggetto, si forniscono di seguito elementi per la risposta che
riprende quanto già evidenziato nella nota ARPAM prot. n. 15976 del 16/04/2007 trasmessa
a questa struttura con nota prot 17607 del 26/04/2007 e che si allega in copia.

Descrizione delle cause dei disservizi elettrici

Il disservizio del giorno 30/01/2006 è stato provocato da una serie di scariche elettriche
superficiali sugli isolatori in ceramica esposti all'ambiente di alcune linee a 130 KV di
proprietà del GRTN e della raffineria API provocati da salsedine e da depositi conseguenti
all'inquinamento ambientale.

In particolare sono stati interessati a tali tipo di guasto due interruttori della sottostazione del
GRTN di Falconara Marittima, un isolatore di un trasformatore di proprietà API ed un
isolatore della linea a 130Kv di collegamento Camerata -Candia.

Quando avvengono disservizi di tale tipo distribuiti su più punti della rete elettrica sia di
proprietà GRTN che di proprietà API generalmente si ha il collasso della rete come peraltro
si è verificato nella circostanza sopraccitata, in cui si sono verificati in sequenza temporale
tre fermate di buona parte degli impianti di raffineria.

Gli inconvenienti si sarebbero potuti evitare con una accurata programmazione della
manutenzione preventiva e predittiva degli isolatori o anche in questo caso, semplicemente
con una maggiore sensibilità del personale preposto, tenuto conto che nella giornata
precedente il disservizio si erano verificati dei segnali premonitori consistenti in scariche
superficiali su altri isolatori.

La realizzazione dei provvedimenti previsti nella prescrizione S1 data dal CTR di cui al punto
b_10 del Decreto del Direttore del Dipartimento Territorio e Ambiente n° 18/03 non avrebbe
evitato i disservizi avvenuti sugli isolatori della Sottostazione di Falconara di proprietà del
GRTN né di quello provocato dal fuori servizio dell'isolatore del trasformatore di proprietà
API. Tale realizzazione sarebbe stata idonea ad evitare conseguenze sulle utenze di
raffineria per il disservizio sulla linea a 130 Kv Camerata-Candia che ha provocato la
rifermata del compressore dell'impianto Platformer.

Come conseguenza della serie dei tre disservizi elettrici si è verificato il fenomeno di
carattere odorigeno avvenuto alle ore 20,00 circa del 30/01/06, consistente nell'emissione in
atmosfera di idrocarburi. Questo trova origine da una perdita di gasolio verificatosi in un



generatore di vapore dell'impianto Visbreaking causata da stress termici su un accoppiamento flangiato.

La causa delle emissioni di SO₂ in atmosfera riscontrata nel periodo è da attribuirsi ad una serie di disservizi operativi durante i ripetuti transitori di riavviamento degli impianti conseguenti alle ripetute mancanze di energia, fra i quali, probabilmente il più eclatante è stato la mancata chiusura completa del by-pass di lavaggio gas da H₂S della compressione gas e il mancato invio di gas ricco di H₂S all'impianto Zolfo n°1 per apertura del disco di rottura che by-passa l'impianto zolfo ed invia il gas all'inceneritore.

Il disservizio avvenuto in data 14/07/2006 è stato causato dalla fermata del compressore dell'aria che alimenta l'impianto di produzione ossigeno dell'impianto IGCC.

Il fuori servizio di tale compressore ha provocato la fermata di tutto l'impianto IGCC in quanto con la fermata del compressore viene a mancare l'ossigeno che alimenta la combustione nei gassificatori, con conseguente scarico in torcia di prodotti gassosi che hanno provocato aumento di fumosità e visibilità della torcia stessa.

Non si è riusciti a risalire alle cause specifiche che hanno provocato la fermata del motore a causa della mancata fornitura agli ispettori ARPAM dei diagrammi registrati dell'andamento delle tensioni a monte del motore.

In ogni caso un disturbo sulla rete elettrica del GRTN a 130Kv che interconnette l'impianto IGCC e la raffineria alla rete nazionale può, in assenza dei provvedimenti citati nel decreto Decreto del Direttore del Dipartimento Territorio e Ambiente n° 18/03, fermare il compressore sopraccitato e di conseguenza tutto l'impianto IGCC.

Azioni svolte da Regione Marche, ARPAM e CTR per verificare attuazione prescrizione S1 (verbale CTR del 10/12/2002) di cui al punto b 10 del DDD Territorio e Ambiente n°

18/03.

Per rispondere inoltre alla richiesta riportata sulla lettera in oggetto relativa alle azioni svolte da Regione Marche, ARPAM e dal CTR in merito al controllo della attuazione della prescrizione S1 data dal CTR di cui al punto b_10 del Decreto del Direttore del Dipartimento Territorio e Ambiente n° 18/03 è necessario fare una breve premessa che riesamini in maniera retrospettiva la genesi che ha dato origine alla prescrizione stessa.

Premessa.

L'alimentazione elettrica di impianti a "Grande Rischio Industriale" dovrebbe essere garantita, nella pratica di buona ingegneria, da almeno due fonti di alimentazione indipendenti e da una ridondanza nelle linee di interconnessione fra le sorgenti di energia e gli utenti in modo tale che un disservizio su una delle due fonti di energia o su di un elemento di rete non metta fuori servizio gli impianti.

Non essendo Api Raffineria dotata di una centrale propria, l'applicazione di tale principio si sarebbe dovuto tramutare in una realizzazione degli impianti elettrici di interconnessione API Raffineria - Rete Elettrica Nazionale tale da permettere assetti operativi che, in caso di mancanza di energia fornita dalla rete nazionale, garantisca l'alimentazione elettrica della raffineria tramite l'impianto IGCC, e viceversa, in caso di fuori servizio dell'impianto IGCC, garantisca l'alimentazione della raffineria dalla rete nazionale.

Il sistema operativo che avrebbe permesso tale opportunità nel linguaggio tecnico viene definito funzionamento in "Isola".



La validità del sistema è confermata dal fatto che lo stesso è stato realizzato c/o la Raffineria ISAB, è stato proposto anche nei nuovi progetti presentati da API per la realizzazione delle due nuove centrali ed avrebbe permesso di mantenere in esercizio la raffineria durante il disservizio generale della rete elettrica nazionale.

La realizzazione del funzionamento in "isola" in ambito API si sarebbe potuta ottenere mediante l'esecuzione dei due sotto elencati provvedimenti:

- Il GRTN avrebbe dovuto installare su alcuni interruttori della Sottostazione di Falconara particolari relè adatti all'apertura degli interruttori di separazione rete nazionale - rete Api.
- La raffineria avrebbe dovuto verificare la possibilità che l'impianto IGCC fosse in grado di scollegarsi dalla rete elettrica nazionale ed alimentare la raffineria senza creare discontinuità nella alimentazione delle utenze.

Il comportamento del Management API nell'informare le Autorità di controllo in merito alla esistenza e alla funzionalità di tale sistema operativo è stato, nel corso degli anni, molto spesso evasivo e qualche volta impreciso e come dimostrato nel seguito complessivamente contraddittorio.

Infatti:

a) A partire dall'anno 2000, Api ha sostenuto nei suoi documenti l'esistenza del sistema in "isola".

Nei primi anni di funzionamento dell'impianto IGCC sembrava che Api ed il GRTN avessero realizzato tale sistema di operatività nella gestione delle linee di interconnessione Api-Rete nazionale, tanto è vero che il "Rapporto di Sicurezza" dell'anno 2000 a pagina n° 78 del 1° Volume riservato alla descrizione dei servizi ausiliari recita che:

" In caso di guasto sulla rete ENEL i due interruttori presenti sulle due linee aeree ENEL si aprono, provocando il distacco di carico dell'impianto IGCC ed il successivo passaggio in isola del Complesso. In tal caso rimane in funzione la sola turbina a gas, che alimenta tutti i carichi necessari alla Raffineria e all'impianto IGCC per un totale di circa 40MWe: in questo modo si garantisce la continuità elettrica delle utenze del Complesso stesso.

b) A partire dalla fine dell'anno 2002 in tutta la documentazione emessa da Api non c'è più una indicazione precisa sulla esistenza del sistema "isola".

Il disservizio del 11 giugno 2002 che causò la fermata di tutta la raffineria e dell'impianto IGCC mise infatti in evidenza che il sistema rete non operava secondo quanto prescritto nel rapporto di sicurezza sopraccitato in quanto in tale occasione il sistema funzionamento in "Isola" avrebbe dovuto evitare il collasso della raffineria e dell'impianto IGCC.

I Comandanti dei VVF regionale e provinciale chiesero subito spiegazioni in merito all'API, come si evince dalle note sotto riportate.

In data 14 Giugno 2002 con lettera Prot. N°3455 indirizzata alla Raffineria Api e per conoscenza a tutte le Autorità competenti avente per oggetto " interruzione alimentazione elettrica in Raffineria dello 11 giugno 2002 il Comandante Provinciale VVF di Ancona Dott. Ing. Leonardo Deriaro chiedeva le seguenti informazioni:

- Per quale motivo al momento del black-out non si siano potuti attivare tempestivamente i sistemi alternativi di alimentazione elettrica.



- Se oltre al sistema elettrico altri servizi (vapore, azoto, aria, acqua di raffreddamento, acqua antincendio, etc.) siano venuti a mancare e per quanto tempo.
- Il quantitativo di prodotto scaricato in torcia.
- Se si siano generati danni agli impianti di processo.
- I provvedimenti che si intendono prendere per evitare il ripetersi di analoghi eventi.

In data 24 Luglio 2002 inoltre con lettera Prot. N° 4357 avente per oggetto "Interruzione alimentazione elettrica in raffineria 11 giugno 2002", l'Ispettore Regionale dei Vigili del Fuoco dott. ing. Chiuccini invitava le società API e GRTN a "prendere urgenti provvedimenti al fine di evitare il ripetersi del fenomeno, facendo conoscere a questo ispettorato ed alle altre autorità in indirizzo le misure che si intendono adottare ed i tempi per la loro messa in esercizio anche ai fini della pubblica utilità".

Aggiungeva inoltre che la fermata di tutti gli impianti della raffineria è "un evento che, se ripetuto, potrebbe mettere a serio rischio l'integrità delle strutture di processo ed ausiliarie di raffineria con conseguenze anche gravi in termini di sicurezza delle strutture della raffineria".

In Data 30 Giugno 2003 veniva ufficializzato il "Decreto del Direttore del Dipartimento Territorio e Ambiente" n° 18/03 che recepiya l'importanza di dover migliorare l'affidabilità dell'alimentazione delle utenze e riprendendo le prescrizioni del CTR del 12 Dicembre 2002, in particolare il punto indicato alla voce S.1, relativamente alla prescrizione b_10 prescriveva: "Il CTR invita il GRTN ed Api Raffineria di Ancona ad approfondire i rapporti di collaborazione al fine di individuare e mettere in atto le migliori tecniche possibili per garantire l'affidabilità e la continuità dell'erogazione dell'energia elettrica".

Nel mese di Marzo dell'anno 2004 veniva emessa da ARPA la prima Relazione Semestrale, successiva alla emanazione del DDD Territorio e Ambiente n° 18/03, finalizzata alla verifica delle prescrizioni del cronoprogramma con scadenze al 31/12/03.

La relazione elaborata sulla base di visite ispettive compiute dai funzionari ARPAM in raffineria in merito alla voce S.1, riguardante l'attività di miglioramento dell'affidabilità della rete elettrica riferiva che API aveva attivato una procedura denominata SGS.037 denominata "Coordinamento operativo per il collegamento elettrico con la raffineria".

Nel "Rapporto di Sicurezza del 2004 API non ha riportato più la descrizione della funzionalità del sistema di interconnessione Api-GRTN come descritta nel R.d.S dell'anno 2000, ma provvede a sfumare la descrizione della funzionalità degli impianti accennando alla esistenza di ridondanze delle alimentazioni elettriche, senza precisazioni ulteriori sulla capacità di queste a mantenere in esercizio la raffineria in caso di fuori servizio di una di queste.

Nonostante la numerosa corrispondenza successivamente intercorsa fra ARPAM ed API e nonostante l'argomento fosse stato affrontato in tempi successivi più volte anche in sede di CTR non furono fatti significativi passi avanti tanto che le Autorità di Controllo (ARPAM e CTR) giunsero alla conclusione che il sistema di protezione in isola non esistesse.

c) A partire dall'anno 2005 Api propone soluzioni alternative meno valide del sistema "isola" ma migliorative al sistema attuale.



In data 09/02/05 con lettera Prot. 2508/SIR/657, avente per oggetto la prescrizione S.1, ARPAM chiedeva informazioni in merito alla esecuzione dei lavori prescritti nella prescrizione sopraccitata e nel tentativo di far chiarezza in merito alle attività in corso o programmate, invitava API Raffineria a rispondere ad una serie puntuale di quesiti relativi agli argomenti contenuti nella voce S.1 e che vengono sottoelencati:

- Stato di avanzamento del progetto di installazioni di nuove protezioni elettriche, finalizzato a migliorare l'affidabilità elettrica delle linee di interconnessione impianto IGCC rete nazionale.
- Documentazione relativa alla possibilità di funzionamento in isola.
- Documentazione relativa alla possibilità di realizzare assetti alternativi al funzionamento in isola.
- Procedura relativa alle modalità di alimentare in emergenza, in caso di fuori servizio generale della fornitura elettrica, le utenze critiche di raffineria e dell'impianto IGCC.

Alla nota ARPAM fa seguito una numerosa corrispondenza fra ARPAM e CTR ed Api a conclusione della quale la situazione valida tuttora è la seguente: il GRTN ha installato, solo dopo ripetuti interventi da parte ARPAM e del CTR, un relè differenziale su alcune delle linee a 130KV prossime alla raffineria, finalizzati a scollegare con maggior tempestività le linee soggette a guasto.

API da parte sua ha più volte promesso di inviare uno studio sulla simulazione col computer del transitorio sopra citato senza che tale studio sia mai pervenuto ad ARPAM ed in ogni caso non è mai stata verificata operativamente da parte API la capacità dell'impianto IGCC ad essere in grado di superare il transitorio sopraccitato senza fermare gli impianti.

In conclusione pur a fronte di migliorie che hanno leggermente aumentato l'affidabilità delle interconnessioni API - Rete nazionale la situazione è ancora insoddisfacente

d) A partire dall'anno 2006 API riconosce che l'alimentazione elettrica della raffineria non è sufficientemente affidabile.

API, dopo l'incidente dello 01/01/ 2006, ha ufficialmente riconosciuto (riunione tenuta c/o il Ministero Ambiente) che l'attuale sistema di alimentazione della raffineria, anche con le migliorie apportate, non è in grado di garantire la necessaria affidabilità nella alimentazione elettrica della raffineria e, nella impossibilità di poter realizzare un sistema in "isola", ha proposto di realizzare una centrale da 60 MWe interamente dedicata alla raffineria collegata alla rete esterna e dotata di sistema di funzionamento in isola.

La realizzazione di tale centrale effettivamente risponderebbe ai criteri di ridondanza ed indipendenza delle fonti di alimentazione sopraccitate perché con tale realizzazione, verrebbe ad essere garantita l'alimentazione della raffineria sia nel caso di disservizio sulla rete nazionale o in alternativa della centrale stessa.

Fra l'altro la realizzazione della centrale da 60MWe permetterebbe di mettere fuori servizio l'attuale caldaia definita "Auxiliary Boiler" con forti riduzioni di impatto ambientale in termini di emissioni di NOX.



Conclusioni

La situazione nella alimentazione elettrica della raffineria non è ancora dotata della necessaria affidabilità operativa.

API avrebbe tre possibilità per adeguare le proprie fonti di alimentazione di energia elettrica ai criteri di affidabilità richiesti per uno stabilimento a rischio di incidente rilevante e cioè:

- Realizzare una centrale da 60 MWe al servizio della raffineria, che bruci il gas prodotto dalla raffineria (sarebbe ovviamente la soluzione più razionale).
- Realizzare il "sistema in isola " con gli assetti impiantistici attuali.
- Alimentare la raffineria da due punti indipendenti della rete nazionale.

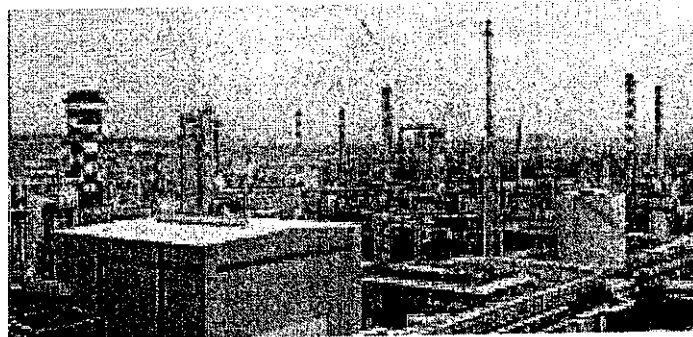
Cordiali saluti.

IL DIRIGENTE

Arch. Antonio Minetti
Antonio Minetti

LM\ *[Signature]*

PRIMA ANALISI
DI FUNZIONAMENTO E AFFIDABILITÀ
IMPIANTO IGCC DI FALCONARA (AN)



COMMISSIONE :

NEDO BIANCANI
ENNIO MACCHI
CLAUDIO MAFFEZZONI

| | | |
|------------|---|-----------|
| 3.1.2.3 | Controllo di pressione/portata del vapore prodotto | 30 |
| 3.1.2.4 | Introduzione di una valvola di sfiato regolatrice di pressione nel A.B. | 30 |
| 3.1.2.5 | Switch-over automatico syngas/diesel nella GT | 30 |
| 3.2 | INTERVENTI EFFETTUATI O PROPOSTI DA FWI | 31 |
| 3.2.1 | DI CARATTERE GENERALE | 31 |
| 3.2.2 | SPECIFICI | 31 |
| 3.3 | APPROCCIO GENERALE ALLA REVISIONE DEL PROGETTO | 32 |
| 3.3.1 | IMPOSTAZIONE PROPOSTA DA FWI E PRIME CONCLUSIONI | 32 |
| 3.3.2 | OSSERVAZIONI DELLA COMMISSIONE | 33 |
| 3.3.3 | RACCOMANDAZIONI | 33 |

4 VALUTAZIONI DELL'EFFICACIA DEGLI INTERVENTI DAI DATI DI ESERCIZIO **34**

| | | |
|------------|---|-----------|
| 4.1 | ANALISI DELLE PRESTAZIONI E DELLA DISPONIBILITÀ A VALLE DEGLI INTERVENTI | 34 |
| 4.1.1 | PERIODO DI OSSERVAZIONE | 34 |
| 4.1.2 | 4.1.2 TABELLE RIASSUNTIVE DELLE PRESTAZIONI MENSILI | 34 |
| 4.1.3 | SINTESI DEI RISULTATI DELL'ANALISI | 42 |
| 4.1.3.1 | Mese di luglio | 42 |
| 4.1.3.1.1 | Operatività dell'impianto | 42 |
| 4.1.3.1.2 | Cause di disservizio | 42 |
| 4.1.3.1.3 | Prestazioni a pieno carico | 43 |
| 4.1.3.1.4 | Bilanci lato vapore | 43 |
| 4.1.3.2 | Mese di agosto | 44 |
| 4.1.3.2.1 | Operatività dell'impianto | 44 |
| 4.1.3.2.2 | Prestazioni medie mensili | 44 |
| 4.1.3.2.3 | Bilanci lato vapore | 45 |
| 4.1.3.3 | Mese di settembre | 45 |
| 4.1.3.3.1 | Operatività dell'impianto | 45 |
| 4.1.3.3.2 | Cause di disservizio | 45 |
| 4.1.3.3.3 | Prestazioni a pieno carico | 46 |
| 4.1.3.3.4 | Bilanci lato vapore | 46 |
| 4.2 | CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE | 47 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 5 | <u>PROBLEMATICHE RELATIVE AL RUMORE</u> | 49 |
| 5.1 | GLI EVENTI | 49 |
| 5.2 | AZIONI | 50 |
| 5.2.1 | SISTEMA DI TORCIA SONICA | 50 |
| 5.2.2 | VALVOLA DI DEPRESSIONE CALDAIA AUSILIARIA | 52 |
| 5.2.3 | RECIPIENTE IN PRESSIONE D-8212 | 53 |
| 6 | <u>PROBLEMATICHE RELATIVE ALLE EMISSIONI ATMOSFERICHE</u> | 54 |
| 6.1 | PREMESSA | 54 |
| 6.2 | EMISSIONI CONVOGLIATE | 54 |
| 6.3 | MESSA A PUNTO DELL'IMPIANTO | 56 |
| 7 | <u>OSSERVAZIONI CONCLUSIVE</u> | 58 |
| 8 | <u>RIFERIMENTI.</u> | 60 |

2 *Analisi delle principali cause di malfunzionamento dell'intero impianto*

2.1 *Sistema dell'ossigeno*

2.1.1 *Malfunzionamenti emersi*

Il sistema di alimentazione locale dell'ossigeno ai gassificatori è stato causa di un significativo malfunzionamento dell'impianto IGCC, con conseguenze anche per un operatore, a seguito dell'incendio e conseguente cedimento di una valvola ad azionamento manuale.

2.1.2 *Analisi effettuata*

L'analisi, estremamente approfondita, ha riguardato sia l'aspetto strutturale sia l'aspetto funzionale, individuando i seguenti punti deboli principali nel sistema esistente:

- inadeguatezza del materiale impiegato nel sistema di alimentazione dell'ossigeno per le alte velocità di efflusso in atto;
- disposizione del piping e flessibilità nelle operazioni del sistema migliorabile;
- necessità di molti interventi manuali durante le operazioni di avviamento/fermata.

2.1.3 Rimedi apportati

Si è proceduto alla sostituzione del materiale in acciaio inossidabile con materiale in Monel 400 nel sistema di alimentazione dell'ossigeno ai gassificatori a partire dai filtri di linea fino ai bruciatori.

Si è proceduto ad una migliore segregazione delle due linee dell'ossigeno, consentendo così la manutenzione dei componenti su una linea con l'altra in esercizio con il minimo di operazioni richieste.

Si sono praticamente eliminate le operazioni da eseguirsi localmente in zona bruciatori, sostituendo le valvole di intercettazione a comando locale con valvole a comando remoto, e introducendo gli opportuni interblocchi nella logica di controllo del DCS per garantire la necessaria sicurezza nell'espletamento delle procedure di avviamento e fermata.

Si è migliorata infine la possibilità di monitoraggio remoto del sistema aggiungendo la necessaria strumentazione.

2.1.4 Valutazione degli interventi

Gli interventi sono stati radicali e corrispondenti alle necessità emerse nel corso dell'esercizio e in occasione del malfunzionamento suddetto. Non vi sono evidenze per ritenere che sia stato trascurato alcun elemento di criticità nel sistema soggetto all'intervento, sia di tipo strutturale sia di tipo funzionale. I rimedi apportati appaiono quindi adeguati a consentire continuità e sicurezza all'esercizio del sistema.

2.1.5 Raccomandazioni

Per quanto detto al punto precedente, non vi sono interventi ulteriori da raccomandare. Appare essenziale che il gestore dell'impianto si attenga rigorosamente ai programmi di addestramento del personale coinvolto nell'esercizio del sistema.

2.2 Unità ASU: compressore principale

2.2.1 Note generali sull'integrazione fra ASU e impianto

La disponibilità di ossigeno è un prerequisito fondamentale per il funzionamento dell'impianto, che è basato su un processo, la gassificazione, che richiede come ossidante l'ossigeno e che prevede come fluido inerte, necessario per mantenere le temperature di combustione nella turbina a gas entro limiti accettabili in termini di emissioni, l'azoto. Se il sistema di separazione dell'aria non funziona correttamente, mancano sia l'ossigeno per il gassificatore, sia l'azoto per il combustore della turbina a gas, che deve quindi operare con gasolio come combustibile e aria come comburente, senza fluido inerte.

Nell'impianto in oggetto sono state effettuate alcune scelte impiantistiche pienamente condivisibili, quali:

- l'unità ASU è inserita nel contesto della raffineria (diversamente da quanto previsto in altri impianti analoghi - quali ad esempio quello di Saras - ove l'ASU è sito al di fuori dell'impianto IGCC). La scelta fatta da API è preferibile da un punto di vista termodinamico, poiché consente di "integrare" nel processo la produzione di azoto, lasciando disponibile il vapore per usi energetici più propri.

- non è invece attivato un altro tipo di integrazione più spinta fra ASU e IGCC, a volte presente in altri impianti, che prevede di prelevare direttamente una frazione (o la totalità) dell'aria compressa da frazionare dal compressore della turbina a gas. Quest'ultima integrazione "spinta" è risultata molto penalizzante in termini di affidabilità in altri impianti IGCC

ed altre più penalizzanti in termini di affidabilità complessiva, quali:

- il non avere previsto una forma di stoccaggio adeguato di ossigeno (ad esempio, presso il citato impianto Saras è presente un serbatoio di ossigeno liquido che assicura per una decina d'ore il rifornimento del gassificatore in caso di mancato funzionamento dell'ASU) e di azoto liquido.
- avere utilizzato un raffreddamento diretto ad acqua di mare degli interrefrigeratori del compressore, con inevitabili problemi di sporcamento delle superfici di scambio
- avere collocato la presa di aspirazione dell'aria in una posizione esposta ad aria salmastra con relativi problemi di sporcamento della zona compressore della turbina a gas.

2.2.2 Malfunzionamenti emersi

I malfunzionamenti del compressore principale d'aria (BLAC) sono stati una delle principali cause di disservizio dell'impianto. Tali disservizi si sono spesso risolti con il blocco totale dell'impianto, a volte protrattosi per lunghi periodi. Nel tentativo di evitare tali eventi, si è progressivamente ridotta l'operatività del compressore, diminuendo temporaneamente di fatto la produzione dell'intero impianto durante la stagione estiva.

2.2.3 Analisi effettuata

Le problematiche riscontrate possono essere riassunte nelle seguenti tipologie:

- in alcune condizioni operative (elevate temperature esterne e/o elevate temperature dell'acqua mare) il compressore è apparso sottodimensionato, per cui si avvicinava alle condizioni di surge
- inadeguatezza della logica di intervento di anti-surge, che dovrebbe consentire di non arrivare al blocco della macchina (seguito poi dal blocco dell'intero gassificatore e dell'impianto), ma di allontanarsi dalla zona di surge sfiatando parte dell'aria in atmosfera e riducendo quindi gradualmente il carico dell'ASU
- malfunzionamento della valvola di sfiato
- pesanti fenomeni di sporramento (fouling) lato aria, sia nei condotti aerodinamici del compressore, sia nelle superfici di scambio degli interrefrigeratori
- pesanti fenomeni di sporramento (fouling) lato acqua mare, nelle superfici di scambio interne degli interrefrigeratori
- presenza di trafiletti di acqua mare in alcuni interrefrigeratori

2.2.4 Rimedi apportati

I rimedi apportati sono relativi a:

- miglioramenti alla logica di controllo del sistema anti-surge
- messa a punto della valvola anti-surge
- innalzamento della linea di surge, operando (i) la rimozione delle pale direttrici all'ingresso del secondo e quarto stadio del compressore e (ii) limitando l'angolo di apertura massima delle pale direttrici mobili all'aspirazione della macchina (IGV)
- pulizia delle parti interne del compressore e degli interrefrigeratori, sia lato aria sia lato acqua mare
- adozione di una procedura di pulizia con intervalli più limitati fra i lavaggi.

Sono invece stati rinviati (in fase di studio) alcuni altri provvedimenti proposti dal fornitore (Man turbo) del compressore, fra cui:

- un sistema di pulizia automatica lato acqua mare dei tubi degli interrefrigeratori, peraltro non sufficientemente referenziato
- una modifica (o integrale sostituzione) del sistema di filtrazione aria, in attesa di una migliore caratterizzazione degli agenti inquinanti
- modifiche sostanziali al compressore, quali il cambio del diffusore del quinto stadio o una sostituzione integrale dello stesso con un altro più performante, (sono richiesti lunghi tempi di approvvigionamento e di approntamento).

2.2.5 Valutazione degli interventi

Gli interventi effettuati, ancorché positivi, non hanno rimosso radicalmente e in via definitiva i problemi che rimangono in gran parte aperti: il problema di fondo rimane lo scarso margine di prestazioni del compressore, che tende ad avvicinarsi troppo alla linea di surge quando le condizioni operative sono più severe, vuoi per le combinazioni di temperatura aria ambiente/acqua mare, vuoi quando a causa del fouling decadono le prestazioni del compressore e degli scambiatori di calore. Un altro aspetto che, pur migliorato, non ha ancora trovato una soluzione definitiva è la logica di attivazione e di gestione del sistema anti-surge, che una volta messa a punto risolverà il problema più grave (i blocchi d'impianto), lasciando comunque aperti i problemi di dover lavorare a carico parziale con i gassificatori. Ha invece trovato soluzione il problema dell'interazione del controllo anti-surge con il controllo dell'IGV del compressore, come riportato al paragrafo 3.1.2..

2.2.6 Raccomandazioni

E' certamente necessario operare per migliorare la situazione, agendo in parallelo su diverse linee operative:

- tenere sotto controllo le prestazioni del compressore nel tempo, per verificare l'efficacia delle operazioni di pulizia (e agire di conseguenza su filtri, sistemi di lavaggio, ecc.)
- rendere pienamente affidabile la logica di regolazione anti surge, in modo da eliminare drasticamente la possibilità di andare in blocco per insufficienza del compressore; la linea di surge dovrebbe essere individuata nel piano operativo fisicamente più corretto, vale a dire utilizzando come variabili il rapporto di compressione e la portata volumetrica.
- analizzare le condizioni operative più critiche del compressore (nel report Man turbo [3] non è esaminata la situazione più critica, che corrisponde a basse temperature ambiente ed elevate temperature di acqua mare) per decidere se intervenire con modifiche all'hardware dello stesso
- effettuare nuove prove, con strumentazione adeguata, per rilevare l'effettiva posizione della linea di surge ai diversi angoli di apertura delle IGV in condizioni prossime ai casi più critici
- considerare la fattibilità, se logisticamente possibile e se realizzato in condizioni di sicurezza, di uno stoccaggio aggiuntivo di ossigeno e azoto liquido, che consenta la piena operatività dell'impianto per periodi brevi di indisponibilità dell'ASU.

2.3 *GT Gas detection system*

2.3.1 *Malfunzionamenti emersi*

Si sono verificati, nel corso del 2001, due interventi intempestivi del sistema di rivelazione della presenza di CO nel contenitore delle valvole di controllo del syngas, producendo in ambedue i casi il blocco della turbina a gas (GT).

2.3.2 Analisi effettuata

L'analisi effettuata da FWI e dall'*operator* dell'impianto ha individuato i seguenti punti critici:

- a) lo strumento rivelatore del CO non è in configurazione ridondante e, a detta del fornitore, è molto sensibile alla presenza di gas H₂S;
- b) la logica di protezione collegata al sistema di rivelazione CO è difficilmente modificabile a causa dell'impiego di un sistema proprietario molto rigido;
- c) la connessione tra il sistema sensorio e il sistema della logica era privo di isolamento galvanico, con la possibilità di trasmissione di impulsi spuri (dovuti a disturbi) dal primo sistema al secondo;
- d) il criterio logico di trip implementato era troppo restrittivo (intervento dopo 1 secondo di superamento della soglia).

2.3.3 Rimedi apportati

Data la limitata possibilità di intervento senza un provvedimento più drastico di sostituzione del sistema, si è posto rimedio ai punti (c) e (d), inserendo un adeguato isolamento galvanico tra i due sottosistemi e portando il tempo di ritardo per l'intervento della protezione da 1 a 5 secondi.

2.3.4 Valutazione degli interventi

Dai dati di esercizio del 2002 si rileva che il malfunzionamento qui esaminato non è più avvenuto, portando alla conclusione che i due interventi suddetti hanno migliorato

la situazione. L'analisi condotta non permette tuttavia di concludere che il punto (a) e, di conseguenza il punto (b), non richiedano ulteriori approfondimenti.

2.3.5 Raccomandazioni

Data l'importanza delle azioni attivate dalla logica di protezione basata sulla rivelazione della presenza di gas, sembra raccomandabile la trasformazione della logica 1 su 1 con una logica 2 su 3 e la conseguente aggiunta di sensori ridondanti sulla misura. E' in ogni caso necessario procedere ad un'analisi approfondita con il fornitore del sistema per verificare (e documentare) i criteri adottati dalla logica e la possibilità di introdurre la ridondanza, o a livello di singolo punto di misura o sfruttando efficacemente la presenza di più punti di misura nell'ambiente. L'intenzione manifestata da api ENERGIA di procedere in questa direzione appare sicuramente opportuna.

2.4 Gas Turbine

2.4.1 Malfunzionamenti emersi

Un primo punto critico dell'attuale configurazione impiantistica è certamente la necessità di mandare la TG in trip quando, per mancanza totale o parziale di syngas, si deve passare a funzionamento a gasolio. La possibilità di realizzare il passaggio automatico da syngas a gasolio non è mai stata implementata.

Un secondo punto debole della turbina a gas è rappresentato dal sistema di filtrazione dell'aria, che è in vicinanza e affacciato al mare e sottodimensionato rispetto alle condizioni operative.

Un terzo problema che ha provocato numerosi disservizi prima delle modifiche riguardava il sistema di accensione della turbina al riavviamento, che ha provocato il fallimento di numerosi tentativi di riavviamento

Il primo punto è stato oggetto di numerosi inconvenienti sull'impianto: se è vero che il sistema gassificatori+ASU diverrà sempre più affidabile, è altrettanto vero che ogni volta che succede qualcosa a una delle due linee di gassificazione e/o all'ASU, l'impianto va in trip, con tutte le spiacevoli conseguenze ambientali (syngas in torcia) ed energetiche che ne derivano. *proble? Cosa avviene?*

Il secondo punto è invece critico per la vita dei componenti della TG: non solo l'introduzione di sodio aspirato con l'acqua mare può provocare danneggiamenti importanti nelle parti calde della macchina, ma, soprattutto nel periodo invernale, caratterizzato da condizioni climatiche più severe, ha luogo un processo di degrado delle prestazioni del compressore che richiede l'effettuazione di lavaggi off-line, con conseguenti periodi di arresto (circa tre giorni) della turbina.

Il terzo punto è risultato di più facile soluzione.

2.4.2 Analisi effettuata

Il problema del passaggio automatico da syngas a gasolio richiederebbe una capacità di stoccaggio del syngas oggi non presente. Le dimensioni dello stoccaggio di syngas diluito (o di due stoccaggi indipendenti di syngas e azoto) dipendono dal periodo necessario per rendere operativo il passaggio a gasolio, periodo che va minimizzato agendo sui tempi di intervento dell'automatismo.

Il sistema di filtraggio dell'aria della turbina è stato oggetto di studi al fine di migliorarne le prestazioni, pur nei limiti di spazi disponibili.

Le mancate accensioni alla ripartenza sono attribuite all'inadeguatezza delle "candele" dei bruciatori della TG.

2.4.3 Rimedi apportati

Non sono stati di fatto apportate modifiche né in merito al passaggio automatico da syngas a gasolio, né in merito al sistema di filtri dell'aria. E' invece stato risolto il problema dei riavviamenti, con la sostituzione di nuovi ignitors, più potenti.

2.4.4 Raccomandazioni

Mentre il terzo problema appare risolto in maniera definitiva con la sostituzione citata, gli altri problemi rimangono aperti e vanno affrontati in quanto è fondamentale per la vita e il buon funzionamento della TG evitare l'entrata di acqua salata e quindi dotare il filtro di una sezione coalescente, come buona pratica per sistemi esposti ad ambiente marino; anche un aumento delle sezioni del filtro, con conseguente minore velocità di attraversamento dell'aria può migliorare la situazione. Altrettanto importante è attivare il passaggio automatico da funzionamento con syngas a gasolio, anche se questo richiede interventi impegnativi.

2.5 Water and steam cycle

2.5.1 Malfunzionamenti emersi

I principali problemi emersi nel funzionamento del ciclo acqua-vapore possono essere così riassunti:

- a) la salita automatica di carico della caldaia ausiliaria (A.B.), che deve intervenire a seguito di un trip della GT per coprire la richiesta di vapore della raffineria e dei gassificatori, ha ripetutamente fallito in occasione di trip della GT, producendo anche una notevole rumorosità dovuta allo scarico in atmosfera del vapore tramite la valvola Electromatic;
- b) perdite d'acqua dalle stazioni di desurriscaldamento a basso carico;
- c) riduzione della produzione di energia dalla turbina a vapore in occasione di aumenti della domanda di vapore dalla raffineria;
- d) impossibilità a mantenere alcune valvole di regolazione del ciclo acqua-vapore senza fermare l'impianto a causa dell'impossibilità di isolare le valvole stesse.

Particolarmente gravi sono gli inconvenienti prodotti dal primo dei problemi emersi, in quanto causa di fermi-impianto prolungati e onerosi e di forti emissioni di rumore, anche se di breve durata, molto fastidiose anche per la popolazione circostante.

2.5.2 Analisi effettuata

I problemi di cui ai punti (b) e (d) del par. 2.5.1 hanno carattere locale ed è risultato pressoché immediato individuare cause e proporre rimedi: si sono individuate una serie di posizioni ove inserire valvole di blocco per consentire l'isolamento delle valvole di regolazione e alcune opportune modifiche delle stazioni di surriscaldamento, in primo luogo inserendo valvole riduttrici per limitare il salto di pressione a basso carico.

Più complessa è risultata l'analisi dei punti (a) e (c), tra loro strutturalmente legati. Opportunamente è stato enucleato il problema più urgente, ossia l'intervento della valvola Electromatic per le conseguenze pesanti sul duplice fronte della generazione di forte rumorosità e della perdita di controllo del A.B., in particolare del livello nel corpo cilindrico. La soluzione proposta per rimuovere tali inconvenienti più drastici, cioè di inserire una valvola regolatrice di pressione in parallelo alla valvola Electromatic, non elimina le condizioni di sbilanciamento nel funzionamento del A.B. ma è da ritenere risolutiva nell'abbattimento del rumore e certamente migliorativa nel contenere gli sbalzi di pressione (e le conseguenti perturbazioni del livello) in occasione di trip della GT.

Da quanto riportato nel rapporto [1], pagg. 49-50, richiede ancora qualche approfondimento l'analisi più sistemistica del comportamento dinamico del sistema di generazione del vapore, coinvolto pesantemente nei problemi di cui ai punti (a) e (c). La riduzione di potenza prodotta dalla turbina a vapore a fronte dell'incremento dell'assorbimento di vapore da parte della raffineria è senz'altro legata alla complessiva strategia di controllo della produzione del vapore che non prevede alcun bilanciamento automatico tra domanda e produzione: la strategia è di tipo "sliding pressure" per la turbina, con intervento delle sue valvole regolatrici o, eventualmente, del bypass per contenere le variazioni di pressione al collettore vapore. D'altro canto il A.B. lavora a carico programmato e non è prevista alcuna azione regolante per mantenere il bilancio

globale nella produzione di vapore. E' quindi evidente che, a fronte di un incremento di domanda vapore dalla raffineria, questa non può non riflettersi in una riduzione del flusso di vapore complessivo alla turbina e, in ultima istanza, della potenza prodotta. Per evitare questo fatto, il A.B. dovrebbe operare in regolazione o della pressione al collettore comune o della portata di vapore prodotta o della potenza di turbina, agendo da equilibratore automatico del bilancio tra vapore richiesto e vapore generato.

Problema analogo, aggravato, si ritrova in occasione del trip della GT: il blocco del HRSG e della turbina a vapore provoca uno sbilanciamento repentino tra domanda di vapore (dalla raffineria e dai gassificatori) e produzione di vapore (lasciata ormai al solo A.B. funzionante a basso carico). La rampa programmata di carico del A.B., programmata in catena aperta, soffre di due principali limiti: non tiene conto dell'effettiva domanda di vapore (essendo preprogrammata) e può essere ritardata dalla dinamica propria del A.B..

La mancanza della descrizione dettagliata delle strategie globali di controllo implementate sul sistema del vapore rende onerosa l'individuazione di ipotesi modificative di facile realizzazione. Occorrerebbe rivedere complessivamente tale sistema di controllo e riallinearlo alle modalità di funzionamento cui l'impianto è risultato soggetto.

2.5.3 Rimedi apportati

I rimedi individuati da FWI e concordati con api ENERGIA all'interno dello "Steam-water cycle upgrading project" possono essere divisi in due categorie:

- I. interventi mirati alla rimozione di limiti locali o di inconvenienti che causano disturbi esterni;
- II. revisione del controllo del sistema vapore.

Tutti gli interventi sono allo stato di specifica di progetto, con la sola esclusione di un intervento temporaneo di urgenza mirato specificamente ad evitare l'intervento della valvola Elettromatic ed i conseguenti fenomeni di rumorosità e di perturbazione della

pressione nel A.B. con tutta la catena di eventi già descritta. La soluzione temporanea è descritta in dettaglio nel par. 5, in relazione alle problematiche di rumorosità.

Negli interventi progettati, quelli relativi ai punti (b) e (d) del par. 2.5.1, descritti nei commi 3), 4), 5), 6), 8) alle pagg. 49-50 del rapporto [1], sono tutti della prima categoria e prevedono l'aggiunta di elementi di processo con funzioni ben circoscritte e di prevedibile efficacia.

Gli interventi ipotizzati mirati a rivedere complessivamente il sistema del vapore (punti 1), 2) e 7) alle pagg. 49-50 del rapporto [1]) comportano l'introduzione di:

- un controllo di portata vapore sul A.B.;
- la ridislocazione delle valvole regolanti sulle linee di media e bassa pressione del vapore in uscita;
- la sostituzione di un attuatore di valvola sulla linea di alta pressione;
- l'introduzione nel controllo di funzioni di limitazione di portata su alcune linee vapore.

Ci si riferisce a "un nuovo sistema di controllo" del sistema acqua-vapore del quale esiste una specifica di processo, ed è in corso l'ingegneria di dettaglio, che dovrà essere valutata dalla Commissione .

2.5.4 Valutazione degli interventi

Come si è detto, gli interventi sul ciclo acqua-vapore sono prevalentemente allo stadio di specifiche di progetto, concordate tra FWI e api ENERGIA.

Non si può quindi concludere nulla sull'efficacia di tali interventi sul funzionamento reale.

Limitandosi dunque a valutare, sul piano concettuale, gli interventi progettati, si può affermare che:

- gli interventi della categoria I sopra individuata appaiono appropriati e a sicuro buon fine, a meno di problemi implementativi;

2.6.5 Raccomandazioni

La Commissione raccomanda di mantenere vigile il controllo della corrosione in tutti i componenti del circuito, per verificare (i) se sono necessarie sostituzioni di altri componenti in acciaio al carbonio e (ii) se i nuovi materiali hanno risolto il problema in misura adeguata.

2.7 Malfunzionamenti vari

2.7.1 Sommario

Tra le cause sporadiche di malfunzionamento grave (trip), non comprese in quelle descritte nei par.2.1-2.6, a parte guasti occasionali locali, prontamente rimossi, vale la pena ricordare i seguenti:

- a) il malfunzionamento della valvola di bypass dell'espansore del syngas: la valvola in questione ha, in almeno due occasioni, provocato trip della GT;
- b) il trip delle pompe di aspirazione dell'acqua di mare per basso livello nella vasca di aspirazione, in almeno un'occasione.

2.7.2 Analisi effettuata

Il malfunzionamento a) è stato presumibilmente causato dal fatto che si è dovuto rinviare l'installazione dell'espansore del syngas, per cui la valvola originariamente pensata per servizio sporadico ha, di fatto, operato in continuo. L'analisi ha condotto ad evidenziare alcune necessarie modifiche sul corpo valvola, il suo attuatore e l'ingrassatore.

Si è verificato che il malfunzionamento b), è stato causato dall'abbassamento complessivo del livello nelle condizioni effettive di minimo della marea e di massimo carico dell'impianto. E' stato commissionato uno studio di approfondimento al CESI, per individuare un eventuale intervento correttivo.

2.7.3 Rimedi apportati

L'intervento modificativo per il punto a) è stato condotto in più riprese ed ultimato positivamente nel Luglio 2002, così da poter ritenere rimosso l'inconveniente.

Per il punto b), il rimedio provvisorio è stato quello di prevedere una riduzione del carico di impianto (derating), in modo da poter arrestare temporaneamente una pompa, durante i (breve) periodi di bassissima marea. Questa disposizione è stata rilasciata all'operatore dell'IGCC. A valle della conclusione dello studio del CESI, si valuteranno possibili interventi più radicali, se compatibili.

2.7.4 Valutazione interventi

Gli interventi eseguiti e quelli programmati dalla proprietà e dall'operator appaiono appropriati a rimuovere tempestivamente le cause di blocco. Altrettanto opportuno va ritenuto l'approfondimento sul sistema acqua-mare, in quanto il rimedio posto in atto temporaneamente risulta gravoso sia per la continuità di funzionamento che per la produzione dell'IGCC.

2.7.5 Raccomandazioni

La Commissione non ha raccomandazioni particolari su questi punti rispetto all'impostazione già assunta da api. Non può peraltro non rilevare che la mancata

Un elemento generale di contrasto tra la natura dell'impianto IGCC e l'impostazione complessiva delle strategie di controllo può essere individuato nel fatto che l'impianto IGCC presenta una forte interazione tra le varie unità che lo costituiscono, mentre il controllo è concepito per sottosistemi pressoché indipendenti. E' dunque affidato all'operatore il coordinamento delle condizioni di funzionamento e di carico tra le varie unità, anche se il loro bilanciamento richiede interventi abbastanza tempestivi.

A titolo d'esempio si può citare il fatto che se una macchina non è in grado di produrre secondo i parametri delle NOC (normal operating conditions), come si è spesso verificato per il compressore principale dell'unità ASU, occorre ridurre la produzione dei gassificatori e, di conseguenza delle unità a valle, per evitare funzionamenti anomali e possibili interventi delle protezioni di blocco. Il sistema di controllo, non prevedendo un "coordinatore" del carico, che tenga conto delle limitazioni intervenute sulle varie unità, non provvede ad alcun bilanciamento automatico, ma lascia questo compito all'operatore.

Data la complessità dell'impianto, questa scelta appare piuttosto problematica.

Anche a livello della sezione di impianto dedicata alla "power generation" si ritrova la mancanza di un elemento funzionale nel DCS che coordini il funzionamento delle varie unità, come già espresso nel paragrafo 2.5.

La carenza della documentazione di dettaglio chiara ed esplicita sulle specifiche di progetto delle strategie di controllo rende onerosa la definizione di modifiche progettuali.

3.1.2 Specifici

Nel corso di circa 18 mesi di esercizio commerciale sono emersi alcuni malfunzionamenti, attribuibili in maggiore o minor misura al sistema di controllo. Val la pena passarli in rapida rassegna.

3.1.2.1 Controllo anti-surge del compressore BLAC (unità ASU)

Si è ripetutamente verificato l'intervento del controllo anti-surge, a fronte di condizioni operative del compressore effettivamente ai limiti del funzionamento previsto. L'intervento immediato sui parametri temporali della logica anti-surge ha, di fatto, migliorato un po' la situazione ma l'elemento sostanziale di inadeguatezza si è dimostrato essere il sottodimensionamento del compressore che, con elevate temperature ambientali, lavora molto vicino ai limiti previsti di surge. Il recente malfunzionamento (con conseguente blocco) del BLAC ha evidenziato una patologica interazione tra le valvole di sfiato anti-surge e le IGV del compressore. Il problema è stato analizzato, evidenziando un errore nella struttura di controllo: la misura di portata cui è asservita la posizione delle IGV misura la portata globale, inclusa quella di sfiato dalle valvole anti-surge; l'intervento correttivo è stato definito e appare senz'altro efficace per eliminare l'interazione suddetta. Si è anche evidenziata la mancanza di protezioni nel controllo che impediscano all'operatore di effettuare azioni manuali (sulle IGV) che possano portare la macchina in uno stato di funzionamento precario. Ulteriori ottimizzazioni del sistema sono tuttora in fase di definizione e specifica, ma richiedono ulteriori approfondimenti con il fornitore sulle modalità di qualificare compiutamente i limiti operativi del BLAC.

Rimane tuttavia dominante l'effetto negativo dovuto alle limitazioni di macchina che, se non rimosse, richiedono comunque un'azione (automatica o manuale) di bilanciamento globale, come indicata nel par. 3.1.1, azione che trascende le, pur opportune, messe a punto del sistema anti-surge.

3.1.2.2 Logica di protezione associata all'air-purge dei bruciatori della GT

La logica di protezione non ha prodotto l'intervento richiesto in quanto la logica era basata sul riconoscimento dello stato di "chiuso" delle valvole del syngas che, a causa dell'inadeguatezza dell'attuatore, non tenevano la posizione di chiusura. L'intervento correttivo, apportato dal fornitore della GT, ha rimediato all'inconveniente sfruttando il segnale di "rapporto olio/syngas". Il rimedio era necessario e opportuno ed ha consentito di esercire la GT in modo regolare; rimane tuttavia raccomandabile la

sostituzione degli attuatori delle valvole, già concordata e progettata. Anche in questo caso, il difetto reale non era da attribuire alla logica di controllo ma piuttosto al comportamento scorretto degli attuatori.

3.1.2.3 Controllo di pressione/portata del vapore prodotto

Si sono manifestati malfunzionamenti dovuti alle fluttuazioni di pressione del vapore ai gassificatori, durante il normale funzionamento, così come sistematiche difficoltà all'intervento della caldaia ausiliaria (A.B.) in caso di trip della GT. Nel paragrafo 2.5 si è ampiamente discusso il problema, che appare causato dalla mancanza di una funzione di controllo che, presumibilmente attraverso la pressione al collettore del vapore, provveda a bilanciare automaticamente domanda e produzione di vapore, sia in fase di funzionamento normale che in fase di rampa del A.B.; la naturale variabile di controllo per realizzare la strategia suddetta risulta l'input termico al A.B.. Nel sistema attuale, infatti, l'input termico di A.B. è tenuto normalmente costante e non può compensare variazioni nella domanda di vapore (che si riflettono allora sul livello della pressione).

3.1.2.4 Introduzione di una valvola di sfiato regolatrice di pressione nel A.B.

Si è già trattato l'argomento nel par. 2.5, come rimedio efficace per limitare rumorosità e disturbi di pressione in concomitanza con eventi di trip delle turbine.

3.1.2.5 Switch-over automatico syngas/diesel nella GT

Si tratta di un sistema da implementare, la cui presenza risulterà estremamente utile per evitare l'arresto dell'intera sezione "power" in caso di blocco dei gassificatori.

3.2 *Interventi effettuati o proposti da FWI*

3.2.1 *Di carattere generale*

Gli aspetti di carattere generale considerati da FWI riguardano revisioni sistematiche del sistema complessivo di "instrumentation, safeguarding and control" al fine di migliorare l'affidabilità complessiva dell'impianto e le sue prestazioni. Dopo una premessa teorica sull'affidabilità del sistema, le possibili aree di intervento sono delineate come segue:

- a) duplicare alcuni moduli I/O sui loop critici e introdurre voting systems dove necessario;
- b) sostituire le comunicazioni tra DCS e ESD;
- c) segregare la logica di shut-down del ciclo combinato, ora inclusa nel DCS, in un PLC dedicato, certificato TUV, per aumentarne l'affidabilità;
- d) migliorare la classificazione degli allarmi (dovuti al DCS), per evitare trip intempestivi;
- e) duplicare il bus di sistema per il DCS;
- f) attivazione del Master Control per l'impianto IGCC, implementato ma non attivato;
- g) dotare valvole di controllo e di shut-down con dispositivi atti a consentirne la manutenzione senza arresto dell'impianto;
- h) sostituire trasmettitori di pressione e portata con modelli di alta affidabilità quando riguardano misure critiche;
- i) integrare la documentazione di dettaglio esistente per facilitare interventi di miglioramento .

3.2.2 *Specifici*

Gli interventi specifici proposti e/o progettati da FWI riguardano la soluzione dei punti deboli elencati nel par.3.1.2:

- 1) Controllo anti-surge del compressore BLAC (unità ASU)
- 2) Logica di protezione associata all'air-purge dei bruciatori della GT
- 3) Controllo di pressione/portata del vapore prodotto
- 4) Introduzione di una valvola di sfiato regolatrice di pressione nel A.B.

Per essi, sono stati attuati interventi correttivi, anche se non definitivi, per i punti 1), 2), 4), contenendone gli effetti immediati sull'affidabilità dell'impianto. E' in fase di revisione complessiva il sistema di controllo del ciclo acqua-vapore sia per quanto riguarda la filosofia di sistema (punto 3), sia per quanto riguarda interventi specifici relativi ad attuare le condizioni di cui al punto g) precedente.

E' stata condotta un'analisi approfondita sulle problematiche relative al *Sistema di Rivelazione della presenza di Gas CO*, evidenziando le carenze del sistema logico, dotato di insufficiente memoria e del sistema di misura non dotato di sufficiente ridondanza (si veda il Par. 2.3). FWI ha anche preparato uno specifico rapporto sull'argomento.

FWI ha anche raccomandato di valutare la possibilità di introdurre un sistema di switch-over automatico syngas/diesel oil, riconoscendone l'utilità per la gestione dell'impianto, anche se la sua realizzazione appare piuttosto impegnativa.

3.3 *Approccio generale alla revisione del progetto*

3.3.1 *Impostazione proposta da FWI e prime conclusioni*

Nel considerare il comportamento del sistema di controllo e la sua eventuale revisione, FWI si è ispirata ad un'analisi di affidabilità e disponibilità basata sull'analisi architetturale del sistema stesso, in particolare per poter valutare l'efficacia e l'opportunità nell'introdurre ridondanze o strumentazione ad elevata affidabilità

individuale. In particolare, si è focalizzata l'attenzione sull'opportunità di separare sistema di protezione (ESD) e DCS.

Si è lasciata in secondo piano l'analisi della correttezza della filosofia di controllo, ossia delle strategie scelte per controllare l'impianto e i suoi sottosistemi sia in condizioni di normale funzionamento che in condizioni disturbate, in particolare il ruolo del citato Master Control per l'impianto IGCC, implementato ma non attivato. Sul fronte funzionale, si è invece posta l'attenzione su alcuni malfunzionamenti emersi a carico di specifici loop di controllo o logiche di protezione, scelta doverosa per introdurre rimedi immediati ai problemi più critici.

3.3.2 Osservazioni della Commissione

La Commissione riconosce la correttezza degli interventi effettuati o proposti in occasione della prima fase di revisione del progetto, interventi che hanno portato ad un significativo miglioramento nella continuità di esercizio, con quasi due mesi (dal 28-7 al 22-9, 2002) di ininterrotto funzionamento a pieno carico a syngas dell'impianto IGCC. Ha maturato però la convinzione che alcune difficoltà nella conduzione dell'impianto potrebbero essere alleviate da una revisione delle strategie di controllo nei termini espressi nelle successive raccomandazioni.

3.3.3 Raccomandazioni

Alla luce di quanto detto, la Commissione si sente di raccomandare, accanto al completamento dell'analisi dei sistemi più critici (quali il controllo anti-surge di BLAC, il controllo di pressione e di livello di A.B. e l'affidabilità del sistema ESD, già ricordati), anche una revisione della filosofia di controllo complessiva di IGCC (Master) e della strategia di controllo complessiva della generazione-vapore, in particolare sulla gestione della caldaia ausiliaria.

4 *Valutazioni dell'efficacia degli interventi dai dati di esercizio*

4.1 *Analisi delle prestazioni e della disponibilità a valle degli interventi*

4.1.1 *Periodo di osservazione*

L'intervallo temporale preso in considerazione comprende il trimestre di esercizio da luglio a settembre 2002: si colloca quindi immediatamente a valle del periodo di riavviamento della centrale dopo la sosta durante la quale sono state effettuate le modifiche oggetto del presente rapporto.

4.1.2 *Tabelle riassuntive delle prestazioni mensili*

Con riferimento ai rapporti giornalieri redatti dal personale di impianto, sono state predisposte dalla Commissione le seguenti tabelle mensili, che riassumono i più significativi dati di esercizio.

Per ognuno dei mesi analizzati, sono riportate due tabelle, ciascuna delle quali riporta una serie di dati giornalieri, le medie mensili (effettuate sui soli giorni di funzionamento regolare dell'impianto) e gli scostamenti medi mensili rispetto alle

condizioni operative nominali (NOC = Nominal Operating Conditions). Le righe che caratterizzano i dati giornalieri nelle tabelle sono in tre diversi colori:

- In azzurro i giorni in cui l'impianto opera in condizioni vicine alla nominale
- In rosso i giorni in cui l'impianto opera con i gassificatori a carichi parziali (solo uno o due a carico ridotto), con funzionamento misto a gasolio
- In nero i giorni in cui il gassificatore non è operativo.

Sono evidenziati in **grassetto** i giorni per cui sono disponibili analisi del syngas che consentono di individuare il potere calorifico inferiore dello stesso. Nei giorni in cui tali dati non sono disponibili, si sono assunti valori interpolati dai dati disponibili.

Nella prima delle due tabelle mensili, sono evidenziate (si tratta sempre di dati medi giornalieri) le potenze entranti con i combustibili (syngas e/o gasolio) nella turbina a gas, la potenza elettrica lorda e il rendimento elettrico lordo della turbina a gas, la potenza elettrica lorda della turbina a vapore, la potenza complessiva degli ausiliari e la potenza elettrica netta.

Nella seconda delle due tabelle mensili, sono evidenziati gli scambi di vapore con la raffineria (ai tre diversi livelli di pressione), il vapore apportato dalla caldaia ausiliaria e valutato il rendimento elettrico dell'impianto (non inclusivo del rendimento di gassificazione), sia senza considerare gli scambi di vapore, sia considerandoli attribuendo al vapore un'energia specifica "convenzionale" di 3000 kJ/kg.¹

¹ Un'analisi energetica più approfondita richiederebbe di valutare puntualmente gli scambi di vapore, attribuendo ad ognuno di essi il valore appropriato, in termini di capacità di produrre energia elettrica. Il significato fisico dell'ultima colonna delle tabelle è quindi puramente indicativo. Si vuole segnalare comunque che non si può trascurare nell'analisi delle prestazioni dell'impianto la mutata dinamica degli scambi di vapore, che ha trasformato il ciclo combinato da "esportatore" a "importatore" di vapore.

DATI ENERGETICI DI FUNZIONAMENTO MESE DI LUGLIO(I)

| | PORTATA SYNGAS | RAPPORTO N2/SYNGAS | P.C.I. | POTENZA SYNGAS | PORTATA GASOLIO | POTENZA GASOLIO | PTOT IN TG | PEL LORDA TG | ETA LORDO TG | PEL LORDA TV | PEL AUX | PEL NETTA |
|-----------------|-------------------|-----------------------|--------|-------------------|--------------------|--------------------|---------------|--------------------|-----------------|--------------------|---------|--------------|
| Udm | t/g | - | MJ/kg | MW | t/g | MW | MW | MW | - | MW | MW | MW |
| NOC | 2976 | 1.000 | 7.45 | 513.22 | 0.00 | 0 | 513.22 | 189 | 0.368 | 97 | 42 | 244.00 |
| 1 | 2880 | 1.056 | 7.11 | 487.34 | 0.00 | 0.00 | 487.34 | 180.23 | 0.370 | 87.56 | 46.37 | 221.42 |
| 2 | 2880 | 1.056 | 7.11 | 487.34 | 0.00 | 0.00 | 487.34 | 180.21 | 0.370 | 89.00 | 46.58 | 222.63 |
| 3 | 2896 | 1.056 | 7.11 | 490.05 | 0.00 | 0.00 | 490.05 | 178.00 | 0.383 | 91.00 | 45.79 | 223.21 |
| 4 | 3096 | 1.056 | 7.11 | 523.89 | 0.00 | 0.00 | 523.89 | 174.13 | 0.332 | 89.42 | 46.75 | 216.79 |
| 5 | 3050 | 1.056 | 7.11 | 516.11 | 0.00 | 0.00 | 516.11 | 170.04 | 0.329 | 88.42 | 46.67 | 211.79 |
| 6 | 1850 | 1.056 | 7.11 | 313.05 | 534.02 | 271.66 | 584.71 | 153.58 | 0.263 | 76.67 | 45.78 | 184.48 |
| 7 | 2000 | 1.056 | 7.11 | 338.43 | 1096.00 | 557.55 | 895.99 | 148.50 | 0.166 | 70.88 | 45.67 | 173.71 |
| 8 | 1870 | 1.056 | 7.11 | 316.43 | 264.78 | 134.70 | 451.13 | 119.50 | 0.265 | 52.62 | 46.04 | 126.09 |
| 9 | 1853 | 1.056 | 7.11 | 313.56 | 305.60 | 155.46 | 469.02 | 164.90 | 0.352 | 74.83 | 46.08 | 193.64 |
| 10 | 2832 | 1.058 | 7.11 | 479.22 | 0.00 | 0.00 | 479.22 | 175.46 | 0.366 | 87.61 | 46.46 | 216.61 |
| 11 | 0 | 1.056 | 7.11 | 0.00 | 377.00 | 191.79 | 191.79 | 86.08 | 0.449 | 40.00 | 24.04 | 102.04 |
| 12 | 520 | 1.056 | 7.11 | 87.99 | 923.00 | 469.54 | 557.54 | 153.83 | 0.000 | 69.00 | 37.33 | 185.50 |
| 13 | 1920 | 1.056 | 7.11 | 324.90 | 374.67 | 190.60 | 515.50 | 152.19 | 0.295 | 71.60 | 45.42 | 178.37 |
| 14 | 2800 | 1.056 | 7.11 | 473.81 | 0.00 | 0.00 | 473.81 | 172.98 | 0.365 | 85.99 | 46.37 | 212.60 |
| 15 | 3000 | 1.054 | 7.09 | 505.67 | 0.00 | 0.00 | 505.67 | 177.02 | 0.350 | 87.42 | 46.88 | 217.55 |
| 16 | 2900 | 1.048 | 7.2 | 494.97 | 0.00 | 0.00 | 494.97 | 177.88 | 0.359 | 89.05 | 46.99 | 219.93 |
| 17 | 2900 | 1.048 | 7.2 | 494.97 | 0.00 | 0.00 | 494.97 | 180.96 | 0.366 | 89.63 | 47.13 | 223.46 |
| 18 | 2880 | 1.058 | 7.08 | 485.66 | 0.00 | 0.00 | 485.66 | 179.75 | 0.370 | 88.92 | 47.08 | 221.58 |
| 19 | 2863 | 1.056 | 7.1 | 483.62 | 0.00 | 0.00 | 483.62 | 176.35 | 0.365 | 88.42 | 47.21 | 217.56 |
| 20 | 2900 | 1.049 | 7.08 | 486.93 | 0.00 | 0.00 | 486.93 | 178.31 | 0.366 | 86.57 | 47.36 | 217.51 |
| 21 | 2898 | 1.049 | 7.04 | 483.84 | 0.00 | 0.00 | 483.84 | 179.17 | 0.370 | 89.00 | 47.00 | 221.17 |
| 22 | 2849 | 1.049 | 7.04 | 475.66 | 0.00 | 0.00 | 475.66 | 175.13 | 0.368 | 89.00 | 46.67 | 217.46 |
| 23 | 3000 | 1.049 | 7.04 | 500.87 | 0.00 | 0.00 | 500.87 | 172.82 | 0.345 | 88.43 | 46.33 | 214.92 |
| 24 | 3000 | 1.049 | 7.04 | 500.87 | 0.00 | 0.00 | 500.87 | 145.74 | 0.291 | 63.41 | 46.21 | 162.94 |
| 25 | 0 | 1.049 | 7.04 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 89.35 | - | 43.63 | 44.76 | 88.22 |
| 26 | 0 | 1.049 | 7.04 | 0.00 | 888.56 | 452.02 | 452.02 | 125.25 | 0.277 | 49.33 | 43.58 | 131.00 |
| 27 | 584 | 1.049 | 7.04 | 97.50 | 763.65 | 388.48 | 485.98 | 159.29 | 0.328 | 65.58 | 46.96 | 177.92 |
| 28 | 2870 | 1.049 | 7.04 | 479.16 | 0.00 | 0.00 | 479.16 | 176.60 | 0.369 | 87.15 | 46.26 | 217.49 |
| 29 | 2856 | 1.049 | 7.04 | 476.83 | 0.00 | 0.00 | 476.83 | 177.42 | 0.372 | 88.54 | 46.33 | 219.63 |
| 30 | 2856 | 1.049 | 7.04 | 476.83 | 0.00 | 0.00 | 476.83 | 176.63 | 0.370 | 89.00 | 46.58 | 219.04 |
| 31 | 2839 | 1.049 | 7.04 | 473.99 | 0.00 | 0.00 | 473.99 | 176.38 | 0.372 | 87.67 | 46.54 | 217.50 |
| media | 2911 | 1.052 | 7.09 | 489.92 | 0.00 | 0 | 489.92 | 175.285 | 0.358 | 87.18 | 46.65 | 215.8 |
| Diff NOC (%) | -2.196 | 5.214 | -4.88 | -4.54 | | | -4.54 | -7.256 | -2.741 | -10.12 | 11.08 | -11.55 |

N.B.: le medie sono calcolate per i soli giorni indicati in blu (funzionamento con due linee di gassificazione)

DATI ENERGETICI DI FUNZIONAMENTO MESE DI LUGLIO(II)

| | PORTATA FUEL GAS BOLIER AUX | VAPORE DA BOILER AUX | VAPORE A RAF HPS | VAPORE A RAF MPS | VAPORE A RAF LPS | BILANCIO VAPORE | ETA NETTO (SENZA STEAM) | ETA NETTO CON STEAM |
|-------------------------|-----------------------------------|-------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|--------------------|----------------------------|------------------------|
| Udm | t/g | t/g | t/g | t/g | T/g | kg/s | | |
| NOC | 62.64 | 840 | 0 | 816 | 744 | -8.33 | 0.475 | 0.524 |
| 1 | 83.7 | 1283.47 | 0 | 747.6 | 345 | 2.21 | 0.454 | 0.441 |
| 2 | 84 | 1283.00 | 0 | 744 | 336 | 2.35 | 0.457 | 0.442 |
| 3 | 83 | 1300.00 | 0 | 552 | 456 | 3.38 | 0.455 | 0.435 |
| 4 | 79.57 | 1277.00 | 0 | 551 | 470 | 2.96 | 0.414 | 0.397 |
| 5 | 81.63 | 1293.00 | 0 | 570 | 428 | 3.41 | 0.410 | 0.391 |
| 6 | 70.82 | 1133.76 | 0 | 569.76 | 337.92 | 2.62 | 0.315 | 0.302 |
| 7 | 71 | 1186.00 | 0 | 552 | 360 | 3.17 | 0.194 | 0.183 |
| 8 | 94.14 | 1547.07 | 120 | 518.88 | 402.48 | 5.85 | 0.279 | 0.241 |
| 9 | 77.8 | 1311.00 | 0 | 619 | 387 | 3.53 | 0.413 | 0.390 |
| 10 | 73.3 | 1287.00 | 0 | 559 | 437 | 3.37 | 0.452 | 0.431 |
| 11 | 101 | 1572.00 | 0 | 384 | 360 | 9.58 | 0.532 | 0.382 |
| 12 | 102 | 1754.00 | 0 | 480 | 384 | 10.30 | 0.333 | 0.277 |
| 13 | 73.91 | 1435.23 | 0 | 453.36 | 416.16 | 6.55 | 0.346 | 0.308 |
| 14 | 72.1 | 1245.35 | 0 | 477.26 | 462.24 | 3.54 | 0.449 | 0.426 |
| 15 | 83.08 | 1349.06 | 72 | 547.68 | 526.08 | 2.35 | 0.430 | 0.416 |
| 16 | 79.37 | 1383.19 | 120 | 505.68 | 527.76 | 2.66 | 0.444 | 0.428 |
| 17 | 113 | 1311.00 | 96 | 445 | 529 | 2.79 | 0.451 | 0.435 |
| 18 | 79 | 1265.00 | 120 | 457 | 336 | 4.07 | 0.456 | 0.431 |
| 19 | 79.56 | 1432.32 | 0 | 503 | 422 | 5.87 | 0.450 | 0.413 |
| 20 | 47.16 | 1369.46 | 0 | 648.74 | 426.72 | 3.40 | 0.447 | 0.426 |
| 21 | 75 | 1354.00 | 0 | 624 | 408 | 3.73 | 0.457 | 0.434 |
| 22 | 68 | 1340.00 | 0 | 600 | 384 | 4.12 | 0.457 | 0.431 |
| 23 | 69.04 | 1134.14 | 0 | 612.48 | 308.88 | 2.46 | 0.429 | 0.414 |
| 24 | 80.16 | 1344.52 | 0 | 618.96 | 209.76 | 5.97 | 0.325 | 0.290 |
| 25 | 82.06 | 1523.00 | 0 | 558.96 | 181.68 | 9.06 | n.a | n.a.. |
| 26 | 95.36 | 1533.00 | 144 | 560 | 137 | 8.01 | 0.290 | 0.237 |
| 27 | 82.77 | 1271.00 | 168 | 593 | 200 | 3.59 | 0.366 | 0.344 |
| 28 | 83.57 | 1310.36 | 96 | 538.8 | 444.24 | 2.68 | 0.454 | 0.437 |
| 29 | 79 | 1217.00 | 192 | 552 | 432 | 0.47 | 0.461 | 0.458 |
| 30 | 76 | 1255.00 | 192 | 528 | 408 | 1.47 | 0.459 | 0.450 |
| 31 | 72 | 1147.00 | 192 | 600 | 360 | -0.06 | 0.459 | 0.459 |
| Media giorni normali | 78.397 | 1294.69 | 54 | 571.160 | 410.984 | 2.992 | 0.441 | 0.423 |
| diff NOC ((%) | 25.155 | 54.13 | | -30.005 | -44.760 | -135.910 | -7.243 | -19.353 |

N.B.: le medie sono calcolate per i soli giorni indicati in blu (funzionamento con due linee di gassificazione)

DATI ENERGETICI DI FUNZIONAMENTO MESE DI AGOSTO(I)

| | PORTATA SYNGAS | RAPPORT O N2/SYN | P.C.I. | POTENZA SYNGAS | PORTATA GASOLIO | POTENZA GASOLIO | PTOT IN TG | PEL LORDA TG | ETA LORDO TG | PEL LORDA TV | PEL AUX | PEL NETTA |
|-------------------------|-------------------|---------------------|--------|-------------------|--------------------|--------------------|------------|-----------------|--------------------|--------------------|---------|-----------|
| udm | t/g | n.a. | MJ/kg | MW | t/g | MW | MW | MW | | MW | MW | MW |
| noc | 2976 | 1.000 | 7.45 | 513.22 | 0.00 | 0.00 | 513.22 | 189.00 | 0.368 | 97 | 42 | 244.00 |
| 1 | 2825 | 1.040 | 7.04 | 469.66 | 0.00 | 0.00 | 469.66 | 173.97 | 0.370 | 87.08 | 46.28 | 214.77 |
| 2 | 3072 | 1.040 | 7.00 | 507.73 | 0.00 | 0.00 | 507.73 | 172.25 | 0.339 | 88.05 | 46.53 | 213.77 |
| 3 | 3082 | 1.040 | 6.96 | 506.48 | 0.00 | 0.00 | 506.48 | 173.12 | 0.342 | 88.90 | 46.58 | 215.45 |
| 4 | 2829 | 1.040 | 6.96 | 464.87 | 0.00 | 0.00 | 464.87 | 172.21 | 0.370 | 88.80 | 46.27 | 214.74 |
| 5 | 2784 | 1.040 | 7.08 | 465.06 | 0.00 | 0.00 | 465.06 | 174.38 | 0.375 | 88.38 | 46.25 | 216.50 |
| 6 | 2779 | 1.040 | 7.08 | 464.23 | 0.00 | 0.00 | 464.23 | 172.83 | 0.372 | 80.29 | 46.17 | 206.96 |
| 7 | 2791 | 1.040 | 7.11 | 468.55 | 0.00 | 0.00 | 468.55 | 173.88 | 0.371 | 82.67 | 46.08 | 210.46 |
| 8 | 2810 | 1.040 | 7.06 | 468.08 | 0.00 | 0.00 | 468.08 | 152.21 | 0.325 | 74.00 | 45.29 | 180.92 |
| 9 | 2607 | 1.040 | 7.06 | 433.34 | 0.00 | 0.00 | 433.34 | 159.88 | 0.369 | 79.00 | 44.88 | 194.00 |
| 10 | 3030 | 1.040 | 7.04 | 502.19 | 0.00 | 0.00 | 502.19 | 177.38 | 0.353 | 86.00 | 46.13 | 217.25 |
| 11 | 2860 | 1.040 | 7.02 | 474.01 | 0.00 | 0.00 | 474.01 | 174.91 | 0.389 | 84.99 | 46.04 | 213.86 |
| 12 | 2832 | 1.040 | 7.02 | 469.30 | 0.00 | 0.00 | 469.30 | 173.83 | 0.370 | 84.41 | 46.00 | 212.25 |
| 13 | 2856 | 1.039 | 6.96 | 469.20 | 0.00 | 0.00 | 469.20 | 172.38 | 0.367 | 86.54 | 46.13 | 212.79 |
| 14 | 2856 | 1.039 | 6.96 | 469.20 | 0.00 | 0.00 | 469.20 | 176.58 | 0.376 | 89.21 | 46.00 | 219.79 |
| 15 | 2856 | 1.039 | 6.91 | 466.82 | 0.00 | 0.00 | 466.82 | 177.04 | 0.380 | 88.92 | 46.13 | 219.83 |
| 16 | 2864 | 1.039 | 6.88 | 464.92 | 0.00 | 0.00 | 464.92 | 175.08 | 0.377 | 87.13 | 46.15 | 216.06 |
| 17 | 2896 | 1.040 | 6.51 | 445.16 | 0.00 | 0.00 | 445.16 | 174.93 | 0.393 | 87.37 | 46.14 | 216.17 |
| 18 | 2846 | 1.039 | 6.70 | 450.11 | 0.00 | 0.00 | 450.11 | 176.50 | 0.392 | 88.00 | 46.00 | 218.50 |
| 19 | 2848 | 1.032 | 6.71 | 449.51 | 0.00 | 0.00 | 449.51 | 176.13 | 0.392 | 88.00 | 45.92 | 218.21 |
| 20 | 2850 | 1.031 | 6.93 | 464.27 | 0.00 | 0.00 | 464.27 | 173.75 | 0.374 | 88.13 | 46.13 | 215.75 |
| 21 | 2856 | 1.031 | 6.93 | 465.25 | 0.00 | 0.00 | 465.25 | 173.87 | 0.374 | 88.66 | 46.46 | 216.08 |
| 22 | 2856 | 1.031 | 6.93 | 465.25 | 0.00 | 0.00 | 465.25 | 176.54 | 0.379 | 89.29 | 46.25 | 219.58 |
| 23 | 2880 | 1.030 | 7.15 | 483.73 | 0.00 | 0.00 | 483.73 | 176.92 | 0.368 | 87.79 | 46.42 | 218.29 |
| 24 | 2891 | 1.030 | 7.25 | 492.42 | 0.00 | 0.00 | 492.42 | 177.92 | 0.361 | 89.04 | 46.46 | 220.50 |
| 25 | 2904 | 1.030 | 7.28 | 496.67 | 0.00 | 0.00 | 496.67 | 178.58 | 0.360 | 90.17 | 46.33 | 222.42 |
| 26 | 3072 | 1.043 | 7.29 | 529.09 | 0.00 | 0.00 | 529.09 | 177.72 | 0.336 | 89.20 | 46.45 | 220.47 |
| 27 | 2892 | 1.043 | 7.29 | 498.08 | 0.00 | 0.00 | 498.08 | 174.92 | 0.351 | 87.00 | 46.17 | 215.75 |
| 28 | 2906 | 1.055 | 7.29 | 503.81 | 0.00 | 0.00 | 503.81 | 178.04 | 0.353 | 88.00 | 46.00 | 220.04 |
| 29 | 2928 | 1.039 | 7.29 | 503.75 | 0.00 | 0.00 | 503.75 | 180.00 | 0.367 | 88.00 | 45.13 | 222.88 |
| 30 | 2928 | 1.039 | 7.29 | 503.75 | 0.00 | 0.00 | 503.75 | 177.74 | 0.353 | 87.50 | 46.54 | 218.70 |
| 31 | 2880 | 1.040 | 7.28 | 495.07 | 0.00 | 0.00 | 495.07 | 175.06 | 0.364 | 87.63 | 46.49 | 216.20 |
| media giorni normali | 2876.29 | 1.038 | 7.04 | 477.70 | 0.00 | 0.00 | 477.70 | 174.21 | 0.365 | 86.71 | 46.12 | 214.80 |
| diff NOC ((%)) | -3.35046 | 3.8371 | -5.51 | -6.92 | 0.00 | 0.00 | -6.92 | -7.82 | -0.819 | -10.60 | 9.81 | -11.97 |

DATI ENERGETICI DI FUNZIONAMENTO MESE DI AGOSTO(II)

| | PORTATA FUEL GAS BOLIER AUX | VAPORE DA BOILER AUX | VAPORE A RAF HPS | VAPORE A RAF MPS | VAPORE A RAF LPS | BILANCIO VAPORE | ETA NETTO (SENZA STEAM) | ETA NETTO CON STEAM |
|-------------------------|-----------------------------------|-------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|--------------------|----------------------------|------------------------|
| Udm | t/g | t/g | t/g | t/g | T/g | kg/s | | |
| NOC | 62.64 | 840 | 0 | 816 | 744 | -8.33 | 0.475 | 0.524 |
| 1 | 73.72 | 1300.06 | 0 | 663.36 | 354.96 | 3.26 | 0.457 | 0.436 |
| 2 | 76.65 | 1342.59 | 0 | 583.2 | 424.8 | 3.87 | 0.421 | 0.398 |
| 3 | 71.51 | 1339.21 | 120 | 525.36 | 431.76 | 3.03 | 0.425 | 0.407 |
| 4 | 66.37 | 1286.47 | 120 | 481.92 | 424.08 | 3.01 | 0.462 | 0.442 |
| 5 | 59.63 | 1188 | 120 | 480 | 405 | 2.12 | 0.466 | 0.452 |
| 6 | 78.5 | 1243 | 240 | 1069 | 209 | -3.18 | 0.446 | 0.466 |
| 7 | 81 | 1269 | 0 | 816 | 240 | 2.47 | 0.449 | 0.433 |
| 8 | 83 | 1279.00 | 0.00 | 744.00 | 264.00 | 3.14 | 0.387 | 0.366 |
| 9 | 84 | 1292 | 0 | 912 | 168 | 2.45 | 0.448 | 0.431 |
| 10 | 83 | 1279 | 240 | 912 | 264 | -1.59 | 0.433 | 0.442 |
| 11 | 83.44 | 1325.76 | 217.48 | 946.08 | 221.04 | -0.68 | 0.451 | 0.455 |
| 12 | 83 | 1337.6 | 0 | 959.3 | 194.2 | 2.13 | 0.452 | 0.439 |
| 13 | 83 | 1344 | 240 | 733 | 359 | 0.14 | 0.454 | 0.453 |
| 14 | 81.6 | 1130 | 228 | 624 | 408 | -1.50 | 0.468 | 0.478 |
| 15 | 72.96 | 1242 | 228 | 569 | 385 | 0.69 | 0.472 | 0.467 |
| 16 | 70.88 | 1182.66 | 255.6 | 501.12 | 376.56 | 0.57 | 0.465 | 0.461 |
| 17 | 73.56 | 1208.68 | 219.36 | 555.84 | 301.68 | 1.53 | 0.486 | 0.475 |
| 18 | 75 | 1165 | 216 | 456 | 384 | 1.26 | 0.485 | 0.477 |
| 19 | 73 | 1139 | 216 | 456 | 384 | 0.96 | 0.485 | 0.479 |
| 20 | 77.8 | 1211 | 220 | 446 | 410 | 1.56 | 0.465 | 0.455 |
| 21 | 74.92 | 1214.4 | 223.44 | 398.16 | 416.64 | 2.04 | 0.464 | 0.451 |
| 22 | 76.2 | 1216 | 211 | 412 | 415 | 2.06 | 0.472 | 0.459 |
| 23 | 67 | 1124 | 308 | 480 | 388 | -0.60 | 0.451 | 0.455 |
| 24 | 77.1 | 1209 | 212 | 629 | 202 | 1.92 | 0.448 | 0.436 |
| 25 | 78.4 | 1202 | 212 | 548 | 210 | 2.69 | 0.448 | 0.432 |
| 26 | 79.58 | 1219 | 206 | 419 | 372 | 2.57 | 0.417 | 0.402 |
| 27 | 78 | 1219 | 192 | 561 | 373 | 1.08 | 0.433 | 0.427 |
| 28 | 81 | 1236 | 192 | 696 | 312 | 0.42 | 0.437 | 0.434 |
| 29 | 81 | 1234 | 192 | 624 | 384 | 0.39 | 0.442 | 0.440 |
| 30 | 81.14 | 1234.18 | 220.08 | 592.56 | 389.76 | 0.37 | 0.434 | 0.432 |
| 31 | 74.87 | 1203.63 | 219.63 | 544.56 | 370.32 | 0.80 | 0.437 | 0.432 |
| media giorni normali | 76.80 | 1239.20 | 169.95 | 623.79 | 336.83 | 1.26 | 0.450 | 0.442 |
| diff NOC ((%) | 22.61 | 47.52 | n.a. | -23.56 | -54.73 | -115.09 | -5.285 | -15.596 |

DATI ENERGETICI DI FUNZIONAMENTO MESE DI SETTEMBRE(I)

| | PORTATA SYN | RAPPORTO N2/SYN | P.C.I. | POTENZA SYNGAS | PORTATA GASOLIO | POTENZA TOTALE IN TG | PEL LORDA TG | ETA LORDO TG | PEL LORDA TV | PEL AUX | PEL NETTA |
|----------------------------|----------------|--------------------|--------|-------------------|--------------------|----------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|---------|-----------|
| Udm | t/g | n.a. | MJ/kg | MW | t/g | MW | MW | - | MW | MW | MW |
| Noc | 2976 | 1 | 7.45 | 513.22 | 0.00 | 513.22 | 189.00 | 0.37 | 97.00 | 42.00 | 244.00 |
| 1 | 2900 | 1.040 | 7.27 | 497.82 | 0.00 | 497.82 | 177.08 | 0.36 | 88.67 | 42.00 | 223.75 |
| 2 | 2895 | 1.040 | 7.26 | 496.30 | 0.00 | 496.30 | 176.96 | 0.36 | 88.67 | 46.46 | 219.11 |
| 3 | 2905 | 1.040 | 7.26 | 496.63 | 0.00 | 496.63 | 177.92 | 0.36 | 89.33 | 46.63 | 220.63 |
| 4 | 2895 | 1.040 | 7.24 | 494.93 | 0.00 | 494.93 | 176.37 | 0.36 | 90.38 | 46.55 | 220.19 |
| 5 | 2920 | 1.040 | 7.24 | 497.83 | 0.00 | 497.83 | 176.83 | 0.36 | 89.80 | 46.86 | 219.71 |
| 6 | 2921 | 1.040 | 7.22 | 497.31 | 0.00 | 497.31 | 179.25 | 0.36 | 88.44 | 46.86 | 220.81 |
| 7 | 2923 | 1.039 | 7.21 | 497.46 | 0.00 | 497.46 | 180.71 | 0.36 | 90.00 | 45.54 | 225.17 |
| 8 | 2963 | 1.040 | 7.21 | 504.33 | 0.00 | 504.33 | 176.79 | 0.35 | 88.58 | 46.79 | 218.51 |
| 9 | 2945 | 1.040 | 7.21 | 501.27 | 0.00 | 501.27 | 176.79 | 0.35 | 88.58 | 46.79 | 218.51 |
| 10 | 2930 | 1.040 | 7.21 | 498.78 | 0.00 | 498.78 | 175.46 | 0.35 | 90.42 | 46.96 | 218.92 |
| 11 | 2900 | 1.040 | 7.21 | 493.67 | 0.00 | 493.67 | 174.90 | 0.35 | 91.46 | 46.66 | 219.71 |
| 12 | 2900 | 1.046 | 7.2 | 494.50 | 0.00 | 494.50 | 177.75 | 0.36 | 93.08 | 42.00 | 228.83 |
| 13 | 3100 | 1.040 | 7.09 | 518.87 | 0.00 | 518.87 | 179.00 | 0.34 | 91.46 | 46.96 | 223.50 |
| 14 | 2942 | 1.039 | 7 | 486.10 | 0.00 | 486.10 | 178.75 | 0.37 | 88.27 | 46.56 | 220.41 |
| 15 | 2952 | 1.017 | 7.02 | 483.77 | 0.00 | 483.77 | 178.92 | 0.37 | 84.92 | 47.00 | 216.83 |
| 16 | 2932 | 1.022 | 7.02 | 481.61 | 0.00 | 481.61 | 180.33 | 0.37 | 88.00 | 47.04 | 221.21 |
| 17 | 2932 | 1.026 | 7.02 | 482.73 | 0.00 | 482.73 | 180.04 | 0.37 | 87.00 | 46.96 | 220.01 |
| 18 | 2929 | 1.040 | 7 | 484.07 | 0.00 | 484.07 | 176.67 | 0.36 | 82.15 | 46.53 | 212.28 |
| 19 | 2909 | 1.040 | 6.97 | 478.74 | 0.00 | 478.74 | 176.62 | 0.37 | 89.21 | 46.82 | 219.01 |
| 20 | 2880 | 1.040 | 6.965 | 473.69 | 0.00 | 473.69 | 173.31 | 0.37 | 88.51 | 46.85 | 214.91 |
| 21 | 2880 | 1.041 | 6.96 | 473.40 | 0.00 | 473.40 | 175.38 | 0.37 | 88.71 | 42.00 | 222.08 |
| 22 | 3168 | 1.041 | 6.96 | 520.74 | 0.00 | 520.74 | 175.54 | 0.34 | 88.29 | 46.75 | 217.01 |
| 23 | 2400 | 1.041 | 6.96 | 394.50 | 131.00 | 461.14 | 168.67 | 0.37 | 4.00 | 46.67 | 126.00 |
| 24 | 1400 | 1.041 | 6.96 | 230.13 | 491.80 | 480.31 | 167.04 | 0.35 | 71.00 | 43.58 | 194.46 |
| 25 | 1392 | 1.041 | 6.96 | 228.81 | 501.00 | 483.68 | 169.29 | 0.35 | 71.00 | 44.21 | 196.01 |
| 26 | 2150 | 1.041 | 6.96 | 353.41 | 260.00 | 485.67 | 174.17 | 0.36 | 79.00 | 46.21 | 206.96 |
| 27 | 1736 | 1.041 | 6.96 | 285.36 | 203.83 | 389.05 | 132.27 | 0.34 | 58.28 | 35.60 | 154.91 |
| 28 | 0 | 1.041 | 6.96 | 0.00 | 760.92 | 387.09 | 117.51 | 0.30 | 44.61 | 28.81 | 133.31 |
| 29 | 0 | 1.041 | 6.96 | 0.00 | 1040.28 | 529.21 | 161.46 | 0.31 | 65.10 | 43.35 | 183.22 |
| 30 | 1080 | 1.041 | 6.96 | 177.53 | 726.33 | 547.02 | 162.15 | 0.30 | 69.39 | 44.35 | 187.11 |
| Media giorni normali | 2937.32 | 1.038 | 7.125 | 493.389 | 0.000 | 493.389 | 177.335 | 0.360 | 88.814 | 46.072 | 220.07 |
| Diff NOC (%) | -1.2998 | 3.777 | -4.365 | -3.86 | | -3.86 | -6.17 | -2.34 | -8.44 | 9.69 | -9.86 |

N.B.: le medie sono calcolate per i soli giorni indicati in blu (funzionamento con due linee di gassificazione)

DATI ENERGETICI DI FUNZIONAMENTO MESE DI SETTEMBRE(II)

| | PORTATA FUEL GAS BOLIER AUX | VAPORE DA BOILER AUX | VAPORE A RAF HPS | VAPORE A RAF MPS | VAPORE A RAF LPS | BILANCIO VAPORE | ETA NETTO SENZA STEAM | ETA NETTO CON STEAM |
|-------------------------|--------------------------------|-------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|--------------------|--------------------------|------------------------|
| Udm | t/g | t/g | t/g | t/g | T/g | kg/s | | |
| Noc | 62.64 | 840 | 0 | 816 | 744 | -8.33 | 0.475 | 0.524 |
| 1 | 66.00 | 1735.00 | 223.00 | 559.00 | 331.00 | 7.20 | 0.449 | 0.406 |
| 2 | 66.71 | 1239.00 | 227.00 | 533.00 | 307.00 | 1.99 | 0.442 | 0.430 |
| 3 | 72.11 | 1314.00 | 222.00 | 540.00 | 360.00 | 2.22 | 0.444 | 0.431 |
| 4 | 79.60 | 1399.26 | 218.64 | 543.60 | 298.40 | 3.92 | 0.445 | 0.421 |
| 5 | 79.78 | 1264.35 | 231.84 | 584.62 | 343.92 | 1.20 | 0.441 | 0.434 |
| 6 | 82.00 | 1350.00 | 240.00 | 504.00 | 336.00 | 3.13 | 0.444 | 0.425 |
| 7 | 84.00 | 1362.00 | 240.00 | 600.00 | 288.00 | 2.71 | 0.453 | 0.436 |
| 8 | 80.50 | 1311.00 | 234.00 | 552.50 | 265.50 | 3.00 | 0.433 | 0.416 |
| 9 | 77.00 | 1260.00 | 228.00 | 505.00 | 243.00 | 3.29 | 0.436 | 0.416 |
| 10 | 78.50 | 1213.30 | 198.20 | 405.40 | 359.80 | 2.89 | 0.439 | 0.422 |
| 11 | 77.93 | 1208.29 | 33.12 | 340.56 | 398.64 | 5.05 | 0.445 | 0.414 |
| 12 | 83.70 | 1259.00 | 25.00 | 451.00 | 384.00 | 4.62 | 0.463 | 0.435 |
| 13 | 83.70 | 1256.00 | 109.00 | 569.00 | 372.00 | 2.38 | 0.431 | 0.417 |
| 14 | 69.74 | 1052.60 | 95.28 | 349.44 | 467.52 | 1.62 | 0.454 | 0.444 |
| 15 | 73.90 | 1118.00 | 236.00 | 403.00 | 302.00 | 2.05 | 0.448 | 0.436 |
| 16 | 84.00 | 1295.00 | 240.00 | 624.00 | 408.00 | 0.27 | 0.459 | 0.458 |
| 17 | 80.00 | 1213.00 | 288.00 | 552.00 | 432.00 | -0.68 | 0.456 | 0.460 |
| 18 | 61.17 | 874.00 | 288.48 | 532.80 | 424.80 | -4.31 | 0.439 | 0.465 |
| 19 | 83.70 | 1302.85 | 258.48 | 429.84 | 461.32 | 1.77 | 0.457 | 0.446 |
| 20 | 83.33 | 1315.79 | 256.32 | 401.28 | 446.88 | 2.45 | 0.454 | 0.438 |
| 21 | 83.70 | 1253.00 | 261.00 | 443.00 | 434.00 | 1.33 | 0.469 | 0.461 |
| 22 | 88.30 | 1248.00 | 251.00 | 470.00 | 429.00 | 1.13 | 0.417 | 0.410 |
| 23 | 85.48 | 1345.00 | 240.00 | 571.00 | 358.00 | 2.04 | 0.273 | 0.260 |
| 24 | 88.80 | 1389.00 | 218.00 | 621.00 | 307.00 | 2.81 | 0.405 | 0.387 |
| 25 | 87.00 | 1401.00 | 216.00 | 624.00 | 288.00 | 3.16 | 0.405 | 0.386 |
| 26 | 84.00 | 1324.00 | 216.00 | 648.00 | 312.00 | 1.71 | 0.426 | 0.416 |
| 27 | 113.18 | 1753.94 | 201.84 | 641.76 | 319.68 | 6.84 | 0.398 | 0.346 |
| 28 | 120.47 | 1908.96 | 177.36 | 824.16 | 128.16 | 9.02 | 0.344 | 0.274 |
| 29 | 109.72 | 1753.08 | 185.28 | 834.96 | 233.28 | 5.78 | 0.346 | 0.313 |
| 30 | 103.06 | 1641.68 | 195.36 | 751.68 | 359.52 | 3.88 | 0.342 | 0.321 |
| media giorni normali | 78.15 | 1265.61 | 209.29 | 495.14 | 367.85 | 2.24 | 0.44628 | 0.43276 |
| diff NOC ((%) | 24.77 | 50.67 | n.a. | -39.32 | -50.56 | -126.85 | -6.1304 | -17.434 |

N.B.: le medie sono calcolate per i soli giorni indicati in blu (funzionamento con due linee di gassificazione)

4.1.3 Sintesi dei risultati dell'analisi

Commentiamo separatamente, mese per mese, i dati più significativi:

4.1.3.1 Mese di luglio

4.1.3.1.1 Operatività dell'impianto

Su un totale di 31 giorni, l'impianto ha operato:

- a pieno carico per 21 giorni
- con i gassificatori a carico parziale (in genere con 1 sola linea operativa) e funzionamento misto syngas-gasolio per 7 giorni
- con entrambe le linee fuori servizio per 3 giorni.

4.1.3.1.2 Cause di disservizio

Le cause dei tre intervalli di disservizio sono le seguenti:

- il giorno 7: shut-down del gassificatore per falso segnale e conseguente trip della turbina a gas; la turbina a gas viene riavviata dopo 4 ore e opera con mix syngas-gasolio; il gassificatore viene riavviato dopo un giorno;
- il giorno 10: trip dell'impianto per bassissimo livello acqua mare; anche in questo caso la turbina a gas riparte dopo poche (8) ore, i gassificatori rientrano progressivamente in esercizio raggiungendo la piena potenza dopo 3 giorni;
- il giorno 25 trip dell'impianto per presenza acqua nell'HVGO; l'impianto è riavviato il giorno dopo, e raggiunge la piena operatività dopo 3 giorni.

4.1.3.1.3 Prestazioni a pieno carico

Riferendosi ai 21 giorni di operazione a pieno carico, si evince quanto segue:

- la portata di syngas generata è molto prossima al valore nominale (circa il 2%)
- la potenza termica della miscela syngas-azoto è inferiore al valore nominale (circa il 2%)
- la potenza complessiva entrante in turbina è inferiore di circa il 5%
- il rendimento della turbina a gas è inferiore di circa il 3% rispetto al valore nominale
- la potenza elettrica lorda della turbina a gas è pertanto inferiore al valore nominale di circa 8%

N.B.: tenuto conto dei fattori correttivi legati alla temperatura ambiente – ad alta temperatura ambiente la turbina a gas aspira minor portata d'aria e diminuisce potenza e rendimento - il dato è da considerarsi pienamente positivo

- la potenza della turbina a vapore è sensibilmente inferiore (circa il 10%) del valore nominale
- la potenza degli ausiliari è sensibilmente superiore (circa il 10%) del valore nominale
- la potenza elettrica netta complessiva è inferiore di circa 11%.

4.1.3.1.4 Bilanci lato vapore

- l'apporto della caldaia ausiliaria è significativamente superiore al dato nominale
- le domande di vapore dalla raffineria sono fortemente variabili nel tempo
- è presente una domanda di vapore di alta pressione non prevista in condizioni nominali

- mediamente, a fronte di un bilancio vapore che prevedeva un'esportazione complessiva di vapore dal ciclo combinato di oltre 8 kg/s, si registra un'importazione di circa 2.2 kg/s

4.1.3.2 Mese di agosto

4.1.3.2.1 Operatività dell'impianto

L'impianto ha lavorato regolarmente, in condizioni prossime alle nominali, con funzionamento solo a syngas per l'intero mese (31 giorni)

4.1.3.2.2 Prestazioni medie mensili

Riferendosi ai dati medi giornalieri, si evince quanto segue:

- la portata di syngas generata è molto prossima al valore nominale (circa il 3% in meno)
- il potere calorifico della miscela syngas-azoto è inferiore al valore nominale (circa il 5%)
- la potenza complessiva entrante in turbina è inferiore di circa il 7%
- il rendimento della turbina a gas è molto prossimo al valore nominale
- la potenza elettrica lorda della turbina a gas è pertanto inferiore al valore nominale di circa 8%
- la potenza della turbina a vapore è sensibilmente inferiore (oltre il 10%) del valore nominale
- la potenza degli ausiliari è sensibilmente superiore (circa il 10%) del valore nominale
- la potenza elettrica netta complessiva è inferiore di circa 12%.

4.1.3.2.3 Bilanci lato vapore

- l'apporto della caldaia ausiliaria è significativamente superiore al dato nominale
- le domande di vapore dalla raffineria sono fortemente variabili nel tempo
- è saltuariamente presente una domanda di vapore di alta pressione, a volte di entità rilevante, non prevista in condizioni nominali
- mediamente, a fronte di un bilancio vapore che prevedeva un'esportazione complessiva di vapore dal ciclo combinato di oltre 8 kg/s, si registra un'importazione di circa 0.5 kg/s

4.1.3.3 Mese di settembre

4.1.3.3.1 Operatività dell'impianto

Su un totale di 30 giorni, l'impianto ha operato:

- a pieno carico per i primi 22 giorni
- con le due linee di gassificatori a carico parziale (in genere con 1 sola linea) per 6 giorni
- con entrambe le linee fuori servizio per 2 giorni.

4.1.3.3.2 Cause di disservizio

Le cause del disservizio sono le seguenti:

- surge del compressore principale dell'ASU, che ha causato un trip generale dell'impianto; la turbina a gas è stata riavviata a gasolio dopo circa 4 ore

- trip della TG il giorno seguente per rottura cinghia di trasmissione del booster dell'aria di sufflaggio nei combustori; la TG è riavvata dopo circa 2 ore
- l'impianto di gassificazione è riavviato dopo 3 giorni dal trip.

4.1.3.3.3 Prestazioni a pieno carico

Riferendosi ai 22 giorni di operazione a pieno carico, si confermano sostanzialmente i comportamenti emersi nei due mesi precedenti:

- la portata di syngas generata è molto prossima al valore nominale
- la potenza complessiva entrante in turbina è di poco inferiore (circa il 4%) al dato nominale
- il rendimento della turbina a gas è quasi coincidente (inferiore di circa 2%) rispetto al valore nominale
- la potenza elettrica lorda della turbina a gas è pertanto inferiore al valore nominale di circa 6%
- la potenza della turbina a vapore è sensibilmente inferiore (circa 8%) del valore nominale
- la potenza degli ausiliari è sensibilmente superiore (circa il 10%) del valore nominale
- la potenza elettrica netta complessiva è inferiore di circa 10%.

4.1.3.3.4 Bilanci lato vapore

- l'apporto della caldaia ausiliaria è significativamente superiore al dato nominale
- le domande di vapore dalla raffineria sono fortemente variabili nel tempo
- è presente una domanda di vapore di alta pressione non prevista in condizioni nominali

mediamente, a fronte di un bilancio vapore che prevedeva un'esportazione complessiva di vapore dal ciclo combinato di oltre 8 kg/s, si registra un'importazione di circa 1.2 kg/s

4.2 *Considerazioni conclusive*

Non vi è dubbio che il comportamento dell'impianto è nettamente più affidabile rispetto al passato.

Complessivamente, sui tre mesi esaminati, l'impianto ha operato regolarmente con entrambe le linee di gassificazione a pieno carico (situazione che dimostra la completa operatività dei gassificatori, dell'ASU, del ciclo combinato) per 74 giorni ($74/92=80,4\%$), con funzionamento misto syngas-gasolio per 13 giorni ($13/92=14,1\%$) e per 5 giorni ($5/92=5,4\%$) a solo gasolio senza syngas. Il fatto che l'impianto abbia operato ininterrottamente in condizioni prossime alle nominali per quasi due mesi (dal 28 luglio al 22 settembre) è una convincente dimostrazione del buon successo registrato dagli interventi effettuati.

Certamente, anche l'esperienza acquisita del personale ha contribuito a questi progressi operativi. Rimangono alcuni motivi di preoccupazione e importanti margini di miglioramento. In particolare è critico il comportamento del compressore d'aria dell'ASU, troppo vicino al surge alle alte temperature dell'ambiente e dell'acqua di mare.

In termini di prestazioni energetiche, il rendimento della TG è in linea con i valori attesi, mentre è da indagare il decadimento di prestazioni del ciclo a vapore, che, nonostante un bilancio di vapore più favorevole, è sensibilmente inferiore ai valori attesi: mancano all'appello parecchi MWe, un dato importante che incide in misura significativa sulla resa energetica ed economica dell'impianto. Non si sono registrati decadimenti delle prestazioni della TG dovuti a fouling, ma va ricordato che il periodo critico in tal senso è quello invernale.

Il consumo degli ausiliari è superiore di oltre 4 MW rispetto al valore nominale: una parte di questo scostamento è dovuto alla non operatività dell'espansore del syngas, mentre la causa dei rimanenti maggiori consumi è da indagare.

5 *Problematiche relative al rumore*

5.1 *Gli eventi*

Sia nel periodo di avviamento dell'impianto che successivamente alla messa in esercizio commerciale si sono verificati alcuni episodi di rumorosità, (elencati nella seguente tabella) originati da specifiche attrezzature specialmente in corrispondenza di fermate e/o blocchi dell'impianto.

*Attenzioni da verso operate alle
nomote di funzionamento delle
centrali.*

| DATA | CAUSA | ASSETTO IMPIANTO |
|----------|---|---|
| 29.06.00 | Scarico "syngas" da torcia sonica | Avviamento torcia sonica |
| 19.03.01 | Recipiente in pressione D-8212 (miscelazione gas a monte turbina a gas) Livello sonoro 110 dB(A) | Funzionamento normale con max. portata "syngas" |
| 03.05.01 | Apertura valvola di depressurizzazione (ELETTROMATIC) caldaia ausiliaria | |
| 06.07.01 | Apertura valvola di depressurizzazione (ELETTROMATIC) caldaia ausiliaria | Blocco turbina a gas e turbina a vapore |
| 26.07.01 | Scarico "syngas" da torcia sonica | Blocco turbina a gas |
| 07.02.02 | Scarico "syngas" da torcia sonica | Fermata di un gassificatore e passaggio |

| DATA | CAUSA | ASSETTO IMPIANTO |
|----------|--|--|
| | | alimentazione a diesel della turbina a gas |
| 07.03.02 | Apertura valvola di depressurizzazione (ELETTROMATIC) caldaia ausiliaria | Blocco turbina a gas e turbina a vapore |
| 10.07.02 | Apertura valvola di depressurizzazione (ELETTROMATIC) caldaia ausiliaria | Blocco turbina a gas e turbina a vapore |
| 24.07.02 | Apertura valvola di depressurizzazione (ELETTROMATIC) caldaia ausiliaria | Blocco turbina a gas e turbina a vapore |

5.2 Azioni

Sulla base della tabella precedente è evidente come gli episodi di rumorosità sono stati originati esclusivamente da:

- a) sistema di torcia sonica
- b) valvola di depressurizzazione (Elettromatic) caldaia ausiliaria
- c) recipiente di miscelazione "syngas" D-8212

5.2.1 Sistema di Torcia Sonica

Il sistema era stato introdotto come sistema dedicato alle fasi di avviamento dell'Impianto durante le quali è previsto l'invio in torcia del "syngas" (prima di essere inviato alla turbina a gas). Era stato selezionato un sistema sonico al fine di limitare il più possibile la visibilità della torcia tenuto conto sia del fatto che si prevedevano fasi di avviamento rare e di brevissima durata che delle portate di "syngas" da scaricare.

La progettazione iniziale è avvenuta negli anni 1994/95 e completata nel 1997; la successiva progettazione di dettaglio prevedeva:

- a) il sistema sonico poteva essere utilizzato solo per le fasi di avviamento che prevedono un "syngas" secco
- b) le fasi iniziali, caratterizzate da gas ad alta concentrazione di vapore, richiedevano l'invio del gas al sistema idrocarburico dotato di sistema di separazione gas/liquido
- c) la presenza di valvola di depressurizzazione "syngas" a monte della turbina a gas e di valvole di sicurezza (n. 2) poste a protezione del sistema in caso di mancata apertura della valvola di depressurizzazione sopra citata.

Il sistema è stato posto in esercizio a Giugno 2000. Al momento dell'introduzione del "syngas", si verificava una rumorosità avvertita chiaramente sia nell'area circostante la raffineria che in zone più lontane.

In particolare in corrispondenza lato mare (a circa 100 m. dalla torcia) veniva registrato un livello sonoro di 95 dB(A).

A fronte del problema venivano adottate da Luglio 2000 misure per evitare o almeno contenere il fenomeno. In particolare:

- 1. modifica della logica di controllo della pressione a monte della turbina a gas per evitare eventuali fenomeni di depressurizzazione rapida
- 2. modifica della procedura di avviamento. In particolare nelle fasi immediatamente precedenti dell'invio del "syngas" alla turbina a gas, il "syngas" era inviato al sistema idrocarburico invece che a quello "sonico".

*però non è aperto fino a febbraio 2002!
(vol. pag. 40)*

A Gennaio 2001 si procedeva ad una prima modifica permanente del sistema, consistente nel collegamento della valvola di controllo della pressione (PV-82046) al sistema di torcia idrocarburico. Le valvole di sicurezza rimanevano collegate al sistema sonico.

I fenomeni di rumorosità registrati a Luglio 2001 e Febbraio 2002 sono stati originati dall'apertura delle valvole di sicurezza.

Nel corso della fermata di Aprile/Maggio 2002 è stata condotta la modifica finale del sistema:

*fino a qui è stato in collisione!
l'ipotesi è ripresa in ambiente dopo l'incidente di Pirella e Capitan*

1. le valvole di sicurezza sono state collegate al sistema idrocarburico.
2. il tip sonico è stato sostituito con uno atmosferico per futuri utilizzi.

5.2.2 Valvola di depressurizzazione Caldaia ausiliaria

La valvola è del tipo tutta aperta/tutta chiusa ("on/off"). Ne deriva che all'atto dell'intervento dava luogo ad un fenomeno di rumorosità molto intenso seppure di pochi istanti.

La soluzione del problema è costituita dalla sostituzione dell'esistente valvola con una valvola di controllo in pressione (PCV) che consenta la modulazione dello scarico del vapore in eccesso in caso di blocco della caldaia ausiliaria o della sola turbina a vapore.

Stante i tempi di approvvigionamento della suddetta valvola (disponibile non prima di Marzo-Aprile 2003) è stata definita una soluzione temporanea il cui scopo è quello di evitare l'apertura della valvola Elettromatic. Nel dettaglio questa soluzione consiste nel "trasformare" l'esistente valvola motorizzata di sfiato della caldaia in valvola di controllo di pressione in grado di modulare lo scarico del vapore e pertanto anticipare l'apertura della valvola Elettromatic.

E' evidente che sia la soluzione finale sia la temporanea non possono annullare lo sfioro di vapore durante i transitori ma debbono limitarlo attraverso una modulazione dello stesso.

La modifica temporanea è stata implementata nel corso della settimana del 15 luglio. Tale modifica è principalmente consistita nella installazione di un nuovo attuatore sulla valvola di sfiato e nella configurazione di una nuova logica di controllo nel Sistema di controllo distribuito dell'Impianto (DCS).

La valvola di sfiato, nella nuova configurazione è stata provata il 18 luglio 2002 prima di essere messa in esercizio.

Il sistema è intervenuto correttamente in occasione di un blocco della turbina a vapore avvenuto il giorno 23 luglio. In quella occasione l'eccesso di vapore derivante dal blocco della turbina è stato interamente scaricato tramite la valvola di sfiato senza alcuna rumorosità.

Al contrario, in occasione del blocco impianto verificatosi il giorno 24 luglio, la valvola di sfiato non è intervenuta e quindi il vapore è stato scaricato dalla valvola Elettromatic con conseguente fenomeno di rumore della durata di circa 2 minuti, sebbene di intensità minore rispetto al passato.

Al momento sono in corso i controlli sia della valvola di sfiato sia della relativa logica associata, al fine di evidenziare le cause del malfunzionamento del giorno 24.

5.2.3 Recipiente in pressione D-8212

Il recipiente è collocato a valle del punto di miscelazione "syngas"/azoto e prima dell'invio nella turbina a gas allo scopo di smorzare eventuali oscillazioni del rapporto azoto/"syngas".

E' stato posto in esercizio da Luglio 2000 senza alcun problema di rumorosità.

Il fenomeno si è manifestato a Febbraio 2001 quando la capacità dell'impianto, e quindi la portata di "syngas"/azoto ha raggiunto il valore di progetto.

Un sopralluogo condotto dalle Autorità in data 19 marzo 2001 evidenziava una rumorosità di circa 110 dB(A) nelle immediate vicinanze del recipiente.

Le misure immediatamente adottate consistevano nel potenziamento dell'isolamento del recipiente che portava ad una sensibile riduzione del fenomeno fino a 85 dB(A) a Maggio 2001.

Da tenere presente che 85 dB(A) a 1 metro dalle apparecchiature rappresentava una delle garanzie dell'Impianto.

Nel corso della fermata di Aprile/Maggio 2002 si è proceduto all'installazione di un nuovo distributore della miscela "syngas"/azoto tale da garantire minori velocità all'interno del recipiente D-8212 pur mantenendo il grado di isolamento precedentemente implementato.

6 *Problematiche relative alle emissioni atmosferiche*

6.1 *Premessa*

L'avviamento dell'impianto IGCC, nel corso dell'anno 2000, e la successiva entrata a regime dopo una serie di approfondite verifiche volte ad ottimizzarne l'assetto operativo, ha consentito di cogliere i significativi vantaggi ambientali apportati dal rinnovato assetto tecnologico e produttivo del complesso industriale di Falconara.

Il miglioramento dello scenario emissivo si era già evidenziato nella fase di messa a punto, pur con il contemporaneo esercizio dell'esistente centrale termoelettrica di raffineria (gradualmente dismessa nel primo semestre del 2001). La piena entrata a regime dell'IGCC, nel corso del 2001, ha reso del tutto evidente il contributo dell'impianto al miglioramento dello scenario emissivo.

Il confronto tra valori di emissione api (SOx, NOx, PTS) e gli analoghi valori medi italiani per il duplice assetto di lavorazione degli oli minerali e di produzione di energia elettrica evidenzia una positiva performance della raffineria.

6.2 *Emissioni Convogliate*

Per quanto concerne in dettaglio l'impianto IGCC, le emissioni convogliate si sono attestate a valori ampiamente entro i valori prescritti come evidenziato nelle tabelle seguenti.

Hanno concorso al raggiungimento dei risultati:

- le performance dei sistemi di abbattimento e recupero zolfo dal gas inviato (quale combustibile) alla turbina a gas. L'efficienza dei sistemi di recupero zolfo si è attestata a valori superiori a quanto richiesto dalle prescrizioni autorizzative pari a 99,5%;
- le performance dei bruciatori a basse emissioni di NOx e di polveri installati nella turbina a gas;
- il sistema di abbattimento DeNOx SCR riconosciuto a livello internazionale quale Best Available Technique per la riduzione di ossidi di azoto dell'impianto,

La rilevazione dei dati di SOx, NOx, CO e PTS è effettuata direttamente mediante analizzatori in continuo dal sistema di rilevazione e di calcolo CEMS mentre la CO₂ è calcolata in continuo.

| EMISSIONI CONVOGLIATE IGCC (mg/Nmc) | | | | |
|-------------------------------------|------|----------|------------------|------------------|
| | 2001 | 2002 (*) | LIMITE GIORNO | LIMITE ORARIO |
| SOx | 6.9 | 5.7 | 50 | 62,5 |
| NOx | 28.7 | 30.7 | 65 | 81,25 |
| CO | 7.2 | 2.4 | 50 | 62,5 |
| PTS | 0.6 | 0.9 | 5 | 6,25 |

(*) *Proiezione basata su dati a consuntivo Ottobre 2002*

| EMISSIONI CONVOGLIATE IGCC (t/anno) | | | |
|-------------------------------------|------|----------|----------------|
| | 2001 | 2002 (*) | LIMITE ANNO |
| SOx | 88 | 76 | 627,0 |
| NOx | 395 | 450 | 620,0 |
| CO | 7 | 10 | 63,0 |
| PTS | 97 | 63 | 175,0 |

(*) *Proiezione basata su dati a consuntivo Ottobre 2002*

6.3 *Messa a punto dell'impianto*

La messa a punto dell'impianto è stata caratterizzata da alcuni episodi di rumorosità e di scarico in torcia del gas prodotto a seguito di prove in atto e/o fermate accidentali dell'impianto.

Tali episodi non hanno comportato alcun aggravio del quadro emissivo dell'impianto né in termini di emissioni convogliate né di emissioni diffuse/occasionali. A conferma di quanto sopra è da menzionare come in occasione dei suddetti episodi i sistemi di rilevazione presenti nel territorio di Falconara non abbiano segnalato alcun significativo scostamento dagli usuali valori rilevati.

Gli *episodi di rumorosità* sono stati originati esclusivamente da alcune specifiche attrezzature ed in particolare dal sistema di torcia sonica, dalla valvola di depressurizzazione della Caldaia Ausiliaria e dal mixing drum.

Nel primo caso la rumorosità era generata unicamente dalla velocità di progetto del gas nel sistema di torcia sonico (molto più elevata che in un sistema di torcia atmosferico). Pur a fronte della rumorosità il funzionamento del sistema torcia era del tutto regolare ed allineato alle prestazioni di progetto senza quindi alcuna alterazione di quantità/composizione dei prodotti della combustione.

*è proprio
questo il
problema*

Nel caso della Caldaia Ausiliaria la rumorosità è derivata dal rilascio in atmosfera del vapore prodotto dalla caldaia stessa e pertanto senza alcun impatto emissivo.

Nel caso del mixing drum la rumorosità derivava da un fenomeno "interno" al recipiente e da ricondursi alla velocità di ingresso del gas nel recipiente stesso. La rumorosità non era pertanto associata ad alcun fenomeno di rilascio in atmosfera.

Gli *episodi di scarico in torcia*, con conseguente significativa visibilità di questa, sono derivati da fermate dell'impianto avvenute a seguito delle prove condotte nella fase di messa a punto e/o da fermate accidentali dell'impianto.

In tutti i casi la portata e qualità del gas inviato alla torcia era ampiamente nell'ambito delle specifiche di progetto del sistema torcia e pertanto le prestazioni del sistema sono state allineate a quelle di progetto senza quindi alcuna alterazione di quantità/composizione dei prodotti della combustione.

7 Osservazioni conclusive

Il presente rapporto, come indicato nell'introduzione, ha analizzato le cause principali di anomalo funzionamento dell'impianto IGCC dall'inizio del suo esercizio commerciale, con specifico riferimento agli interventi attuati e proposti in questa prima fase di revisione del progetto e degli aspetti implementativi laddove sono emersi sintomi di criticità.

Come si evince dalle considerazioni esposte nei precedenti paragrafi e dai dati di esercizio, gli interventi effettuati hanno già significativamente migliorato la regolarità di esercizio dell'impianto e, segnatamente, l'impatto sull'ambiente interno ed esterno in termini di disturbi arrecati e rumore. Le proposte di miglioramento già avviate e contenute in dettaglio nella "IGCC Plant Upgrading List, Rev.1" [2], predisposta da API ENERGIA, affrontano tutta una serie di interventi specifici, sicuramente atti a migliorare ulteriormente la situazione.

E' comunque convinzione della Commissione che, per il raggiungimento pieno degli obiettivi di continuità operativa e di prestazioni, occorra continuare l'analisi sistematica delle limitazioni evidenziate e che di volta in volta si evidenzieranno durante l'esercizio dell'impianto, analisi che approfondisca le peculiarità di IGCC, quale impianto a elevato grado di integrazione tra i suoi sottosistemi, allo scopo di migliorare la filosofia di controllo complessivo dell'impianto.

Per quanto attiene infine le emissioni specifiche dell'impianto, la Commissione ha verificato che permangono le ottime prestazioni già rilevate a suo tempo durante il collaudo e confermate durante il monitoraggio continuo. La tecnologia IGCC si conferma una tecnologia particolarmente "pulita", che consente di produrre energia da

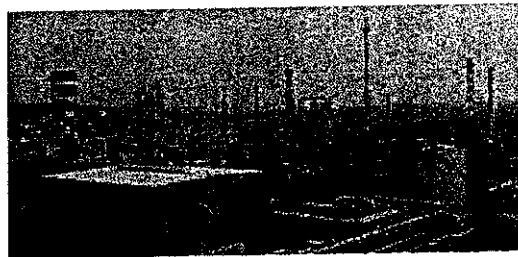
combustibili di poco pregio e potenzialmente assai inquinanti con emissioni specifiche ben al di sotto dei limiti autorizzativi.

8 *Riferimenti.*

- [1] FWI, "IGCC Reliability study, 1st phase", July 2002, rev. 0.
- [2] api ENERGIA, "IGCC Plant Upgrading List, Ottobre 2002, rev.1.
- [3] Man Turbo "On site test report", No. EZ 61 074, 20 Settembre 2002, rev.0..

ANALISI DI FUNZIONAMENTO E AFFIDABILITÀ
IMPIANTO IGCC DI FALCONARA (AN)

FASE 2
VALIDAZIONE DEGLI INTERVENTI REALIZZATI



COMMISSIONE:

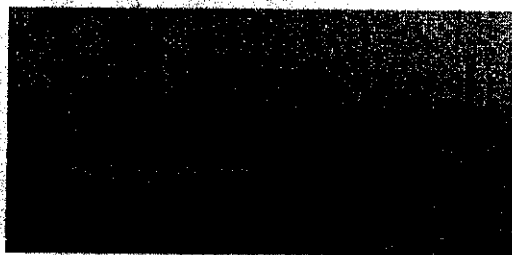
Nedo Biancani

Ennio Macchi

Maggio 2005

**ANALISI DI FUNZIONAMENTO E AFFIDABILITÀ
IMPIANTO IGCC DI FALCONARA (AN)**

**FASE 2
VALIDAZIONE DEGLI INTERVENTI REALIZZATI**



COMMISSIONE:

Nedo Biancani

Ennio Macchi

Maggio 2005

ANALISI DI FUNZIONAMENTO E AFFIDABILITÀ
IMPIANTO IGCC DI FALCONARA (AN)

FASE 2
VALIDAZIONE DEGLI INTERVENTI REALIZZATI

COMMISSIONE :

Nedo Biancani
Ennio Macchi

Maggio 2005

Sommario

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | Introduzione..... | 4 |
| 2 | Richiami sulle principali cause di malfunzionamento dell'intero impianto segnalate nel precedente rapporto . | 7 |
| 2.1 | <i>Sistema dell'ossigeno</i> | <i>7</i> |
| 2.2 | <i>Unità ASU: compressore principale</i> | <i>7</i> |
| 2.3 | <i>Gas detection system</i> | <i>8</i> |
| 2.4 | <i>Gas Turbine.....</i> | <i>8</i> |
| 2.5 | <i>Water and steam cycle.....</i> | <i>9</i> |
| 2.6 | <i>Grey water system.....</i> | <i>10</i> |
| 3 | Gli interventi migliorativi effettuati nel 2004 | 11 |
| 4 | Valutazioni dell'efficacia degli interventi dai dati di esercizio..... | 13 |
| 4.1 | <i>Analisi delle prestazioni e della disponibilità a valle degli interventi descritti nel primo rapporto.....</i> | <i>13</i> |
| 4.2 | <i>Analisi delle prestazioni dell'impianto nell'anno 2004</i> | <i>13</i> |
| 5 | Prestazioni ambientali nel periodo di marcia 2001-2005..... | 19 |
| 5.1 | <i>Emissioni convogliate.....</i> | <i>21</i> |
| 5.2 | <i>Rumorosità.....</i> | <i>22</i> |
| 5.3 | <i>Sistema Acqua Mare.....</i> | <i>22</i> |
| 5.4 | <i>Filter cake</i> | <i>23</i> |
| 5.5 | <i>Valutazione complessiva.....</i> | <i>24</i> |
| 6 | Osservazioni conclusive..... | 25 |

1 Introduzione

In accordo con l'incarico attribuito alla Commissione "super partes" da API Energia, scopo del presente rapporto è validare gli upgradings works già realizzati da API Energia e/o dall'Operatore IGCC, effettuando un esame dell'impianto, focalizzato alle migliorie apportate nell'anno in corso, con particolare riferimento al raggiungimento del livello di affidabilità adeguato.

Il rapporto prende in esame gli interventi successivi a quanto già è stato esaminato dalla stessa commissione nel documento *Prima analisi di funzionamento e affidabilità dell'impianto IGCC di Falconara*, redatto a fine 2002. Come per il precedente rapporto, la Commissione *super partes* ha proceduto nei suoi lavori mantenendo piena indipendenza di giudizio nel formulare il suo parere sui quesiti tecnici loro sottoposti, rispettando i vincoli di riservatezza richiesti da API Energia e da FWI.

La Commissione ha operato sia effettuando sopralluoghi sull'impianto, sia sulla base della appropriata documentazione tecnica predisposta da API Energia e da FWI. In particolare ha esaminato la seguente documentazione, tutta successiva alla stesura del primo rapporto citato:

- GT CHANGE-OVER REPORT, dicembre 2002, 11 pagine
- SIL Evaluation Procedure, gennaio 2003, 21 pagine

- **SIL Evaluation – List of Safety Instrumented Systems (Functions) for the SMPP, gennaio 2003, 39 pagine**
- **SIL Evaluation – Safety Instrumented Systems (Functions) SIL Classification – SMPP Units 9800, 7300, 7500, 7600, AND 7800, gennaio 2003, 10 pagine**
- **SIL Evaluation – Safety Instrumented Systems (Functions) SIL Classification – SMPP Unit 8600, gennaio 2003, 9 pagine**
- **SIL Evaluation – Safety Instrumented Systems (Functions) SIL Classification – SMPP Unit 8300, gennaio 2003, 8 pagine**
- **SIL Evaluation – Safety Instrumented Systems (Functions) SIL Classification – SMPP Unit 8200, gennaio 2003, 7 pagine**
- **SIL Evaluation – Safety Instrumented Systems (Functions) SIL Classification – SMPP Unit 8100, gennaio 2003, 8 pagine**
- **Valutazione SIL – Safety Instrumented Systems (Functions) Classificazione SIL – CCPP Unità 9100, maggio 2003, 9 pagine**
- **Valutazione SIL – Safety Instrumented Systems (Functions) Classificazione SIL – CCPP Unità 9200, maggio 2003, 8 pagine**
- **Allegato a “SIL Evaluation – Safety Instrumented Systems” Miglioramento Protezione Macchine, giugno 2004, 8 pagine**
- **SIL Evaluation – Safety Instrumented Systems (Functions) SIL Classification – SMPP Unit 8900, giugno 2004, 14 pagine**
- **MIGLIORIE DEL CICLO ACQUA E VAPORE - DESIGN PACKAGE, febbraio 2004, 58 pagine**
- **Analisi Logica UZ-8001 – SMPP Unita' 8000, marzo 2004, 18 pagine**

- NOTA TECNICA: DENOX: TEST MASSIMA CAPACITA' DI ABBATTIMENTO NOX , maggio 2004, 4 pagine
- RAPPORTO TECNICO DEGLI INTERVENTI DI UPGRADE – ANNO 2004, novembre 2004, 9 pagine
- NOTA TECNICA: Relazione tra le emissioni di CO e portata di Syngas a Post Firing, ottobre 2004, 4 pagine
- TREND relativi a portata slip ammoniacca, al change over automatico della TG da marcia a syngas a marcia a gasolio a vari carichi, maggio-novembre 2004, 25 pagine
- IMPIANTO IGCC - Prestazioni Ambientali nel periodo di marcia 2001-2005, marzo 2005, 7 pagine

Il presente rapporto è volutamente sintetico in merito ai contenuti tecnici dei vari interventi effettuati sull'impianto e rimanda ai documenti sopra elencati per riscontri puntuali.

Per quanto attiene l'analisi dei risultati operativi dell'impianto, si fa riferimento all'intero anno solare 2004, per cui la Commissione dispone di dati a consuntivo completi e coerenti, sia in termini energetici, sia in termini ambientali.

2 Richiami sulle principali cause di malfunzionamento dell'intero impianto segnalate nel precedente rapporto

2.1 Sistema dell'ossigeno

Il sistema ossigeno è stato nel passato causa di gravi malfunzionamenti. In sede di primo rapporto, la Commissione arrivò alle seguenti conclusioni: *“Gli interventi sono stati radicali e corrispondenti alle necessità emerse nel corso dell'esercizio e in occasione dei malfunzionamenti suddetti. Non vi sono elementi per ritenere che sia stato trascurato alcun elemento di precarietà nel sistema soggetto all'intervento, sia di tipo strutturale sia di tipo funzionale. I rimedi apportati appaiono quindi adeguati a consentire continuità e sicurezza all'esercizio del sistema”*

Le conclusioni della Commissione si sono confermate negli esercizi seguenti (2003-2004).

2.2 Unità ASU: compressore principale

Il funzionamento del compressore principale è stato un punto dolente per l'affidabilità del sistema nei primi anni di esercizio. La Commissione arrivò alle seguenti conclusioni in merito agli interventi effettuati: *“Gli interventi effettuati, ancorché positivi, non hanno rimosso radicalmente e in via definitiva i problemi che rimangono in gran parte aperti: il problema di fondo rimane lo scarso margine di prestazioni del*

compressore, che tende ad avvicinarsi pericolosamente alla linea di surge quando le condizioni operative sono più severe, vuoi per le combinazioni di temperatura aria ambiente/acqua mare, vuoi quando a causa del fouling decadono le prestazioni del compressore e degli scambiatori di calore. Un altro aspetto che non ha ancora trovato una soluzione definitiva è la logica di attivazione e di gestione del sistema anti-surge, che una volta messa a punto risolverebbe il problema più grave (i blocchi d'impianto), lasciando comunque aperti i problemi di dover lavorare a carico parziale con il gassificatore.

Nel corso del 2004, è stato sostituito il filtro di aspirazione aria, con un nuovo filtro composto da 4 sezioni filtranti, adatto, diversamente dal precedente, per il funzionamento in ambiente marino. La sostituzione ha consentito un funzionamento soddisfacente dell'ASU nel corso del 2004. La prevista sostituzione del motore del BLOC, che verrà conclusa nel luglio 2005, non potrà che migliorare una situazione già oggi molto più affidabile rispetto alle disavventure iniziali.

2.3 Gas detection system

Si erano verificati, nel corso del 2001, due interventi intempestivi del sistema di rivelazione della presenza di CO nel contenitore delle valvole di controllo del syngas, producendo in ambedue i casi il blocco della turbina a gas (GT). I provvedimenti adottati, in termini di ridondanza sui sensori, hanno permesso di risolvere il problema

2.4 Gas Turbine

Il rapporto segnalava tre punti critici:

- la necessità di mandare la TG in trip quando, per mancanza totale o parziale di syngas, si deve passare a funzionamento a gasolio;
- il sistema di filtrazione dell'aria, che è in posizione infelice (in vicinanza e affacciato al mare) e sottodimensionato rispetto alle condizioni operative;

- un terzo problema che ha provocato numerosi disservizi prima delle modifiche riguardava il sistema di accensione della turbina al riavviamento, che hanno provocato il fallimento di numerosi tentativi di riavviamento.

Tutti punti sono stati risolti, per cui oggi la turbina a gas è una macchina di grande affidabilità; in particolare, si è operato, con sostituzioni e upgrading, sul filtro dell'aria, si è messo a punto il sistema di accensione del turbogas all'avviamento e, soprattutto, si è dimostrato possibile effettuare il change-over automatico da syngas a gasolio, come dimostrato dai numerosi trend. Tale possibilità era stata fortemente auspicata dalla Commissione, anche per i benefici ambientali che essa consente.

2.5 *Water and steam cycle*

La Commissione segnalò numerosi problemi relativamente a questo punto:

- la salita automatica di carico della caldaia ausiliaria (A.B.), che deve intervenire a seguito di un trip della GT per coprire la richiesta di vapore della raffineria e dei gassificatori, ha ripetutamente fallito in occasione di trip della GT, producendo il blocco dell'intero impianto e l'indisponibilità del vapore alla raffineria, oltre a notevole rumorosità dovuta allo scarico in atmosfera del vapore tramite la valvola Electromatic;
- perdite d'acqua dalle stazioni di desurriscaldamento a basso carico;
- riduzione della produzione di energia dalla turbina a vapore in occasione di aumenti della domanda di vapore dalla raffineria;
- impossibilità a mantenere alcune valvole di regolazione del ciclo acqua-vapore senza fermare l'impianto a causa dell'impossibilità di isolare le valvole stesse.

Il sistema acqua-vapore è stato oggetto di un'approfondita analisi da parte di FWI, mirata al raggiungimento dei seguenti obiettivi:

- Massimizzare la produzione di potenza della turbina a vapore

- Ridurre l'impatto ambientale dovuto al rumore generato dalle valvole PSV ed "electromatic" sul collettore della Caldaia Ausiliaria.
- Aumentare la disponibilità di vapore alla Caldaia Ausiliaria in caso di fermata dell'impianto IGCC.
- Controllare la portata di vapore verso la raffineria ai valori richiesti

L'esaustivo rapporto " MIGLIORIE DEL CICLO ACQUA E VAPORE - DESIGN PACKAGE", e ancor più, le prestazioni registrate dal sistema nel corso del 2004 dimostrano come tutti gli obiettivi sono stati raggiunti.

2.6 *Grey water system*

Nei primi anni di esercizio, si sono verificati severi fenomeni di erosione e corrosione nel circuito, sia nelle tubazioni, sia nei componenti e nelle valvole. La Commissione raccomandò di mantenere vigile il controllo della corrosione in tutti i componenti del circuito, per verificare (i) se fossero necessarie sostituzioni di altri componenti in acciaio al carbonio e (ii) se i nuovi materiali avessero risolto il problema in misura adeguata. Negli esercizi successivi, si è verificato un elevato grado di corrosione nella pompa di ricircolo e di fondo, per cui si è proceduto alla sostituzione con pompe di materiale più idoneo (Hastelloy C276 per le pompe di ricircolo, Duplex SS1803 per quelle di fondo). Tali sostituzioni dovrebbero risolvere il problema, che comunque non è critico per l'affidabilità del sistema.

3 *Gli interventi migliorativi effettuati nel 2004*

Nell'anno 2004 sono stati effettuati i seguenti i seguenti interventi:

- sostituzione delle pompe di ricircolo e fondo T-8651 (vedi punto 2.6);
- installazione del nuovo filtro di aspirazione aria del compressore BLAC (vedi punto 2.2);
- modifica del circuito di refinery gas per l'inserimento di un nuovo filtro, al fine di evitare l'otturazione delle valvole e dei bruciatori della caldaia ausiliaria dovuto ad inclusioni di particolato solido;
- installazione di nuovi sistemi di purga strumenti area SMPP: riscontrata la scarsa affidabilità e necessità di continua manutenzione dei sistemi di purga strumenti esistenti, costituiti da rotametri con valvola manuale a spillo, si è provveduto a sostituirli con sistemi più efficienti (regolatori di pressione differenziale autoazionati con in serie un flussometro);
- sostituzione delle Stazioni Operatore nella sala controllo: sono state sostituite 11 Stazioni Operatore relative ad entrambe le aree SMPP e CCPP e 14 monitors ad esse collegati, per migliorare le prestazioni in termini di velocità di richiamo dei trends e per rendere più agevole il lavoro degli operatori
- implementazione di un programma di monitoraggio e gestione del livello di sporramento delle condotte a mare.

A parere della Commissione, gli interventi effettuati hanno contribuito a rendere più efficiente ed affidabile l'impianto.

Come già riscontrato nel precedente rapporto, sono superiori ai valori attesi i consumi degli ausiliari d'impianto, come indicato nella tabella seguente, che ammontano a circa il 18% della produzione lorda complessiva.

Power Consumption - MWh

| | Jan | Feb | Mar | Apr | May | June | July | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Total |
|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| Budget | 34,213 | 24,356 | 33,173 | 30,879 | 32,369 | 19,767 | 34,213 | 31,579 | 32,062 | 29,768 | 30,879 | 27,689 | 360,947 |
| Summary | 34,144 | 33,102 | 35,384 | 33,433 | 35,762 | 24,366 | 33,014 | 36,129 | 35,221 | 36,704 | 35,540 | 36,076 | 408,875 |

5 Prestazioni ambientali nel periodo di marcia 2001-2005

Sulla base dei monitoraggi ambientali eseguiti da Api Raffineria, le prestazioni ambientali dell'impianto sono quelle riportati sinteticamente nelle tabelle seguenti.

| ANNO 2004 - PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA - MW _{ELETRICI} | |
|---|-----------|
| CONSUNTIVO | PROGETTO |
| 2.252.351 | 2.288.000 |

| ANNO 2004 - EMISSIONI CONVOGLIATE - mg/Nmc | | | |
|--|---------------------|------------|-----------|
| | | Consuntivo | Limite |
| SOx | Base umida @ 15% O2 | 7,6 | 50,0 |
| NOx | Base umida @ 15% O2 | 28,4 | 65,0 |
| PTS | Base secca @ 15% O2 | 0,2 | 5,0 |
| CO | Base secca @ 15% O2 | 2,5 | 50,0 |
| ANNO 2004 - SISTEMA ACQUA MARE | | | |
| | | Consuntivo | Limite |
| ΔT allo scarico | media annuale - °C | 5,5 | 6,0 |
| T _{scarico} | media annuale - °C | 21,4 | 32,0 |
| Cloro residuo | media annuale - ppb | 99,4 | 200,0 (*) |

(*) limite volontario a 100,0 ppb

| ANNO 2004 - RUMORE | |
|---|-------------------------------|
| CONSUNTIVO | LIMITE (DPCM 14/11/97 ART.8) |
| Non si sono verificati episodi di superamento del livello di rumorosità al confine del sito | Giorno 70 dBA Notte 60 dBA |

| ANNO 2004 - PRODUZIONE FILTER CAKE - TONS/ANNO | | |
|--|------------|-----------|
| | Consuntivo | Progetto |
| a Discarica (tipo "2C") | 99 | |
| a Recupero | 285 | |
| TOTALE | 384 | 1500-1600 |

6 Osservazioni conclusive

Il presente rapporto, dopo avere passato sinteticamente in rassegna le criticità segnalate dalla Commissione nel precedente rapporto, prende atto che le migliorie apportate all'impianto hanno prodotto gli effetti sperati in termini di affidabilità.

I dati consuntivi del 2004 sono più che positivi, con affidabilità e disponibilità dell'impianto assai superiori ai valori mediamente registrati in impianti simili.

Per quanto attiene infine le emissioni specifiche dell'impianto, la commissione ha verificato che permangono le ottime prestazioni già rilevate a suo tempo durante il collaudo e confermate durante il monitoraggio continuo. La tecnologia IGCC si conferma una tecnologia particolarmente "pulita", che consente di produrre energia da combustibili di poco pregio e potenzialmente assai inquinanti con emissioni specifiche ben al di sotto dei limiti autorizzativi.

* DeNOx [No Ammoniacca
NO T.A 2.5
No Nidol]

Rinnov: casina!!

| | | |
|------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| 9300 | Sea Water Intake and Cooling System | Sistema acqua mare e raffreddamento |
|------|-------------------------------------|-------------------------------------|

Completano la sezione di cogenerazione:

- impianto di trasformazione energia elettrica da 15.75 kV a 132 kV, tensione richiesta dalla rete locale di distribuzione di E.E, e da 132 kV a 10/6.6 kV, tensione richiesta per i consumi interni dell'impianto;
- impianto di trasformazione e distribuzione di energia elettrica per gli utilizzi interni di impianto.

Le principali caratteristiche dell'impianto IGCC sono:

- l'alta efficienza globale del ciclo termico dovuta ad un'integrazione termica spinta tra le sezioni di gassificazione e di cogenerazione, nonché al recupero ed utilizzo del calore anche a basso livello termico. L'impianto è peraltro predisposto per l'eventuale futuro inserimento di un sistema di teleriscaldamento che potrà servire utenze esterne allo stabilimento;
- progettazione dell'impianto, per quanto riguarda le emissioni in atmosfera, così come prescritto dalla VIA e dall'autorizzazione ai sensi del DPR 203/88, per avere i seguenti livelli di concentrazione degli inquinanti nei gas di scarico: SOx inferiori a 50 mg/Nmc, NOx inferiori a 65 mg/Nmc, polveri inferiori a 5 mg/Nmc e CO inferiore a 10 mg/Nmc;
- produzione di energia elettrica "pulita", ottenuta da risorse interne di raffineria (idrocarburi pesanti provenienti dal ciclo di lavorazione);
- utilizzazione totale degli idrocarburi pesanti di raffineria che oggi entrano nella formulazione degli oli combustibili ad alto tenore di zolfo, la cui commercializzazione ed il cui utilizzo è reso più difficile dalle sempre più stringenti normative ambientali.

Di seguito vengono descritte le singole unità costituenti l'IGCC. I relativi schemi di flusso sono riportati in allegato 4.

Unità 8900 - Frazionamento Aria

Lo scopo di questa unità è quello di produrre una corrente di ossigeno ad una purezza superiore al 95%, da utilizzare per l'ossidazione parziale degli idrocarburi pesanti. Nel processo di gassificazione viene utilizzato ossigeno ad alta purezza anziché direttamente aria, allo scopo sia di limitare il volume delle attrezzature interessate che di produrre un gas di sintesi a minore contenuto di composti di azoto.

L'aria filtrata viene compressa, raffreddata, separata da eventuale acqua di condensa e quindi inviata al sistema di prepurificazione per privarla di vapore d'acqua, anidride carbonica ed eventuali idrocarburi presenti. Detto sistema è costituito da due prepurificatori a setacci molecolari ed allumina di cui uno in esercizio ed il secondo di riserva o in rigenerazione. La rigenerazione dei setacci molecolari è condotta con azoto ottenuto dal sistema di frazionamento.

Successivamente l'aria è ulteriormente raffreddata a spese dei prodotti e quindi inviata al frazionamento.

L'operazione è condotta attraverso frazionamento successivo in tre colonne in serie operanti a pressione superiore a quella atmosferica e termicamente integrate. In particolare le tre colonne operano a tre pressioni diverse. In tal modo è possibile condensare i vapori di testa da una colonna sfruttando l'evaporazione del prodotto di fondo della colonna a pressione superiore.

PER COPIA CONFORME

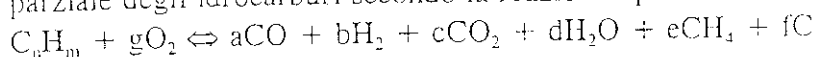
L'ossigeno gassoso così ottenuto è compresso per essere utilizzato nell'unità di gassificazione; una porzione limitata di ossigeno non compresso è inviata alla raffineria. L'azoto è in parte compresso ed utilizzato per la diluizione del gas prima dell'ingresso alla turbina a gas; l'azoto rimanente è utilizzato come gas inerte per le bonifiche e nel turboexpander dell'unità stessa per il controllo della temperatura, al fine di limitare la formazione di NOx. L'eventuale azoto in eccesso è reimpresso nell'atmosfera.

Una parte importante di questa unità è il sistema di scambio termico fra le varie correnti (cold box) che deve minimizzare i consumi energetici.

Unità 8000 - Gassificazione

L'unità, basata sul processo di ossidazione parziale di idrocarburi del quale è licenziataria la Soc. TEXACO, permette di ottenere un gas di sintesi costituito essenzialmente da idrogeno ed ossido di carbonio.

Il processo, che avviene senza catalizzatori ed in difetto di ossigeno, prevede l'ossidazione parziale degli idrocarburi secondo la reazione tipo:



Operando in difetto di ossigeno, a fine reazione questo è praticamente assente dalla miscela di reazione. Inoltre al di sopra di una certa temperatura i prodotti che si riscontrano sono praticamente solo quelli indicati.

La presenza di nerofumo (C) è direttamente legata alla velocità di cracking degli idrocarburi. Più pesanti sono gli idrocarburi, più elevata è la velocità di cracking e quindi maggiore è la percentuale di nerofumo nei prodotti finali. La presenza di nerofumo è anche strettamente legata alla miscelazione idrocarburo/ossigeno: migliore è la miscelazione, minore la presenza di nerofumo. Allo scopo si aggiunge alla miscela reagente vapore d'acqua sia per nebulizzare gli idrocarburi (e quindi migliorare la miscelazione con l'ossigeno) sia per controllare la temperatura.

L'unità è dotata di due gassificatori gemelli operanti in parallelo e di due sistemi di lavaggio del syngas, uno per ogni gassificatore.

Il gassificatore è un recipiente cilindrico verticale diviso in due zone:

- la superiore è la zona di reazione;
- quella inferiore è la zona di raffreddamento o zona di "quenched".

La tipologia di gassificatore utilizzata è del tipo "quenched gasifier" in cui il raffreddamento del syngas prodotto è realizzato mediante immissione diretta di acqua a valle della camera di ossidazione del gassificatore e, successivamente, tramite generatori di vapore in una unità dedicata allo scopo (Unità 8200 di raffreddamento del syngas e rimozione del COS).

La zona di reazione è rivestita internamente con refrattario date le elevate temperature presenti.

La carica dell'unità, costituita dagli idrocarburi pesanti della raffineria, proveniente direttamente dal ciclo produttivo e/o dai serbatoi di accumulo carica (in particolare dai serbatoi dedicati nn° TK 38 e 39), dopo essere stata preriscaldata, è premiscelata con vapore, è quindi inviata ad un dispositivo di ossidazione, tipo bruciatore, installato in testa al gassificatore, dove è miscelata con l'ossigeno (dall'unità 8900).

La portata di ossigeno è inferiore alla quantità necessaria per la completa ossidazione della carica. Il vapore viene immesso allo scopo sia di atomizzare la carica che di fungere da

volano termico per limitare la temperatura nella zona di reazione.

I gas uscenti dalla zona di reazione, sono convogliati nella zona di quench dove entrano a contatto con acqua. Il gas è perciò raffreddato per evaporazione dell'acqua.

Ne deriva che il gas uscente dal gassificatore è saturo di acqua. L'acqua è alimentata in continuo al gassificatore tramite un anello di raffreddamento. L'acqua uscente dal gassificatore contiene "soot", ovvero coke non reagito e ceneri, e pertanto è inviata all'unità 8100 per la rimozione di questo.

Il gas dal gassificatore è inviato ad un sistema di lavaggio con acqua (uno per ciascun gassificatore) che ha lo scopo di completare la rimozione della "soot".

A questo punto i flussi di gas, privo di particolato, dai gassificatori sono ricongiunti in una unica corrente inviata all'unità 8200 al fine di completare il raffreddamento e di condensare e recuperare l'acqua presente.

Unità 8100 - Carbon Extraction

L'unità 8100, Carbon Extraction, ha lo scopo di trattare l'acqua proveniente dai gassificatori in modo da recuperare sia la soot, da inviare in carica ai gassificatori, che l'acqua. La maggior parte dell'acqua trattata nell'unità è ricircolata al sistema di lavaggio del syngas dell'Unità 8000. Una parte è spurgata dal sistema, ed inviata all'unità 8600 di trattamento acque, in modo da mantenere costante nel sistema la concentrazione dei sali e delle ceneri.

Questo sistema ha lo scopo di trasferire ad uno stream di naphtha la "soot" (cenere e coke non reagito) presente nell'acqua di raffreddamento uscente dai gassificatori.

L'acqua proveniente dai gassificatori (definita "soot water") è dapprima miscelata con una piccola corrente di naphtha in modo che la soot sia trasferita alla naphtha mentre le ceneri rimangono nell'acqua.

Successivamente naphtha ed acqua sono separate per gravità in un decantatore dove è immessa una ulteriore corrente di naphtha in modo da facilitare la separazione della miscela acqua/naphtha creando una più netta separazione tra le fasi.

La naphtha, contenente la soot, esce dall'alto del decantatore, mentre l'acqua è estratta dal fondo.

L'acqua è quindi inviata ad un separatore dove avviene la rimozione sia dei gas disciolti che della naphtha trascinata. Il separatore è del tipo cilindrico orizzontale con un duomo superiore dotato di piatti e di iniezione di vapore per facilitare la rimozione dei gas e della naphtha.

L'acqua, priva di soot, è ricircolata al sistema di lavaggio syngas dell'Unità 8000. Parte dell'acqua è inviata, sotto controllo di portata, all'unità 8600, di trattamento acque di scarico, in modo da mantenere costante la concentrazione di sali e di ceneri.

La naphtha estratta dal decantatore è miscelata con parte degli idrocarburi pesanti di carica e quindi vaporizzata in modo da trasferire la soot dalla naphtha alla carica.

Sia i vapori di naphtha che la fase liquida residua sono inviati alla colonna di strippaggio dove è completata la separazione della naphtha dalla carica. La naphtha "pulita" è ricircolata al

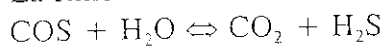
decantatore. La carica e la soot estratta sono inviate ai gassificatori.

Unità 8200 - Raffreddamento del Syngas e Rimozione del COS

Questa unità ha lo scopo di raffreddare il syngas proveniente dall'unità di gassificazione. L'elevato contenuto "termico" del syngas deriva principalmente dalla elevata quantità di vapore presente (circa 60% molare) che condensa quasi completamente. Il calore recuperato è utilizzato per produrre vapore a tre livelli di pressione (20 bar, 15 bar e 5 bar) in parte inviato alla sezione di cogenerazione ed in parte utilizzato all'interno della sezione di gassificazione.

In particolare il raffreddamento è condotto attraverso due gruppi di generatori di vapore disposti in serie. Tra i due gruppi di generatori è installato un sistema di rimozione del COS presente nel gas.

La rimozione è ottenuta attraverso una reazione catalitica di idrolisi:



ed avviene in un sistema di reazione composto da due reattori di guardia (uno in esercizio ed il secondo di riserva) ed un reattore di idrolisi.

Scopo dei reattori di guardia è quello di rimuovere tracce dei composti che potrebbero avvelenare il catalizzatore del reattore principale (ad es. carbonili metallici). Nel reattore principale il COS è idrolizzato ad H_2S tramite un catalizzatore del tipo ad allumina attivata che opera a temperatura limitata.

Il condensato recuperato dal primo gruppo di generatori è inviato al sistema di lavaggio del syngas dell'unità 8000 mentre il condensato recuperato dal secondo gruppo di generatori è inviato alla colonna di Strippaggio Acque Acide dell'Unità 8650.

Il gas raffreddato è inviato all'unità 8300 di lavaggio dei gas acidi e da cui ritorna, una volta lavato, per essere inviato ad un expander.

Il gas uscente dall'expander è miscelato con azoto ad alta pressione ed inviato al recipiente di miscelazione D-8212 e quindi alla turbina a gas.

Unità 8300 - Lavaggio Gas Acidi

Gli idrocarburi pesanti di carica sono ricchi di zolfo (circa 6-8 % peso) che nella reazione di ossidazione parziale è trasformato in H_2S che può essere facilmente rimosso utilizzando un assorbente specifico.

In particolare l'assorbimento dell' H_2S presente è condotto tramite il processo SELEXOL di cui è licenziataria la Soc. UOP.

Il processo, è del tipo fisico ovvero basato esclusivamente sulla solubilità dell' H_2S nella soluzione di SELEXOL e consente la rimozione oltre che dell' H_2S anche di parte del COS non convertito, e dell'acqua presenti nel syngas.

La scelta del solvente è stata condotta in modo da limitare l'assorbimento di CO_2 ed ottenere quindi un gas acido ad alta purezza che consente di massimizzare l'efficienza dell'impianto di recupero zolfo.

L'unità può essere suddivisa in due sezioni:

- assorbimento,

➤ rigenerazione solvente.

Il gas di sintesi, dopo il raffreddamento fino a 40°C, è inviato alla sezione di lavaggio dove incontra in controcorrente la soluzione di solvente che assorbe l'H₂S.

La soluzione assorbente ricca di H₂S è inviata alla sezione di rigenerazione dove, per effetto del calore, l'H₂S è rilasciata ed inviata all'impianto di recupero zolfo, mentre la soluzione rigenerata ritorna alla sezione di lavaggio.

Unità 8400 - Recupero Zolfo

Questa unità ha lo scopo di trasformare l'H₂S in zolfo che è poi recuperato allo stato liquido.

L'unità 8400 è costituita da due "sezioni" gemelle aventi ciascuna capacità di produzione di zolfo pari a 48 t/g, per un totale di 96 t/g. Ogni sezione è progettata per poter garantire la marcia dell'impianto IGCC, eventualmente a carico ridotto, anche in caso di fuori servizio di una delle due sezioni costituenti l'Unità 8400.

Due sezioni di recupero garantiscono una maggiore continuità di esercizio dell'intero impianto riducendo in tal modo le fermate di emergenza che comportano degli stress per le apparecchiature. La configurazione adottata consente pertanto di non fermare l'impianto essendo sufficiente una riduzione di capacità che non comporta condizioni di stress per le apparecchiature.

Il recupero dello zolfo, basato sul "processo Claus a doppio stadio di conversione" (ossidazione dell'H₂S), è realizzato utilizzando il processo Parsons/BOCSURE di cui è licenziataria la Soc. Parsons. Il processo prevede la combustione con ossigeno dell'H₂S in un forno e quindi due stadi di conversione catalitica in un reattore.

L'Unità 8400 è integrata con l'Unità 8500 (sezione trattamento gas di coda), successivamente descritta. Le due Unità operanti in serie consentono di raggiungere la prescritta efficienza di recupero zolfo del 99,5%.

Le due sezioni gemelle hanno in comune il sistema di pretrattamento dei gas di carica ed il sistema di raccolta dello zolfo

L'unità opera secondo il processo "Claus" che si basa sulle seguenti reazioni:

- 1) $2\text{H}_2\text{S} + \text{O}_2 \rightleftharpoons 2\text{H}_2\text{O} + \text{S}_2$
- 2) $2\text{H}_2\text{S} + 3\text{O}_2 \rightleftharpoons 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{SO}_2$
- 3) $\text{SO}_2 + 2\text{H}_2\text{S} \rightleftharpoons 3\text{S} + 2\text{H}_2\text{O}$

L'impianto è costituito essenzialmente da una camera di reazione (myffola), che opera a pressione pressoché atmosferica, dove è fatta avvenire la reazione 1) di ossidazione del gas acido (H₂S) a zolfo.

I gas ricchi di zolfo, che escono ad alta temperatura dalla camera di combustione, vengono raffreddati fino a circa 250°C, producendo vapore a media pressione; si ha così la condensazione dello zolfo prodotto che è recuperato allo stato liquido.

Nonostante si operi in difetto di ossigeno una parte del gas acido reagisce anche secondo la reazione 2) fino a formare SO₂; ciò limita l'efficienza di questo primo recupero a circa il 60%.

Il gas è inviato alla sezione catalitica dell'impianto dove si ha un ulteriore recupero di zolfo fino ad arrivare a circa il 94%.

Handwritten signature and notes:
refatti
P.

La sezione catalitica é costituita da due letti in serie nei quali, con l'ausilio di un catalizzatore a base di allumina, avviene la reazione 3) che porta alla formazione di ulteriore zolfo.

All'uscita da ciascun reattore il gas é inviato ai condensatori dove, mediante produzione di vapore a bassa pressione, si ha il raffreddamento del gas e la condensazione dello zolfo prodotto.

Allo scopo di aumentare l'efficienza dell'impianto dal 94% ad oltre il 99,5%, il gas uscente dal terzo condensatore é inviato all'Unità 8500 (trattamento gas di coda) dove i vari composti dello zolfo sono tutti trasformati ad H_2S mediante idrogenazione catalitica.

Lo zolfo condensato nei condensatori di entrambe le sezioni é raccolto in una vasca di raccolta e degasaggio. Lo zolfo prodotto contiene infatti H_2S disciolto (250-350 ppm) che deve essere rimosso prima di inviare lo zolfo a stoccaggio.

Il degasaggio é realizzato utilizzando il processo a due stadi Aquisulf.

Unità 8500 - Trattamento Gas di Coda

Scopo dell'unità 8500 di Trattamento del gas di coda é di trasformare i composti dello zolfo (ed eventuali tracce di zolfo liquido e/o vapori di zolfo) presenti nel gas di coda, non convertiti nell'unità 8400, in idrogeno solforato successivamente "ricircolato" alla stessa unità 8400.

L'unità, basata sul processo di idrogenazione BSR (Beavon Sulphur Removal), di cui é licenziataria la Soc. Parsons, seguito da assorbimento con ammine e relativa rigenerazione, ha una capacità di design pari al 100% della produzione di gas di coda dall'unità 8400 nel caso di progetto.

L'unità é inserita a valle dell'unità 8400 ed a monte dell'impianto di incenerimento al quale sono inviati i composti non convertiti ad idrogeno solforato e gas inerti. Nell'inceneritore i gas sono bruciati e quindi scaricati all'aria attraverso un proprio camino, anziché attraverso il camino principale della centrale insieme ai gas di turbina, come inizialmente previsto. Tale accorgimento si é reso necessario per motivi di operatività, facilitazione delle operazioni di manutenzione e controllo delle emissioni. Le emissioni dal camino dell'inceneritore dell'impianto trattamento gas di coda, unitamente a quelle dal camino della turbogas e a quelle dal camino della caldaia ausiliaria, rappresentano l'emissione dall'impianto sottoposta, così come prescritto, a monitoraggio in continuo attraverso uno specifico sistema, denominato CEMS (Continuous Emission Monitoring System), che é l'equivalente del sistema ECOS, già installato in raffineria per il calcolo della bolla di stabilimento e certificato CNR.

Il gas dall'unità 8400 é preriscaldato tramite passaggio in una camera, che opera a pressione pressoché atmosferica, dove é condotta la combustione di fuel gas e quindi inviato al reattore di idrogenazione catalitica.

Nel reattore avvengono le reazioni di idrogenazione ed idrolisi.

Il catalizzatore é costituito da ossidi di molibdeno e di cobalto supportati su allumina.

I gas uscenti dal reattore sono raffreddati attraverso produzione di vapore a bassa pressione, e quindi inviati ad una colonna di desurriscaldamento e condensazione.

Il gas uscente dalla testa della colonna é inviato alla sezione di lavaggio dove incontra in controcorrente la soluzione di solvente che assorbe l' H_2S .

ref. 11
11

La soluzione assorbente ricca di H_2S è inviata alla sezione di rigenerazione dove, per effetto del calore, l' H_2S è rilasciata ed inviata all'impianto di recupero zolfo, mentre la soluzione rigenerata ritorna alla sezione di lavaggio.

Il gas uscente dalla colonna di lavaggio, avente un contenuto in zolfo inferiore a 150 ppm (volume), controllato da un analizzatore continuo, è inviato all'inceneritore del tipo verticale a fiamma dal basso aperto all'atmosfera con sezione convettiva tra la camera di combustione ed il camino.

Lo scopo dell'inceneritore è di bruciare tutti i residui composti solforati contenuti nei gas. Il gas inviato all'inceneritore è riscaldato fino a 800 °C dalla combustione del fuel gas. Tutta H_2S è bruciata a SO_2 . Il contenuto di ossigeno nei fumi è mantenuto al 3% volume.

Unità 8600 - Trattamento Acque di Scarico

In questa unità le acque ricche di solidi provenienti dall'Unità 8100 subiscono un trattamento chimico-fisico per recuperare i metalli presenti ed abbattere altri solidi sospesi ed infine uno stripping per eliminare eventuali gas disciolti. A questo punto l'acqua è idonea per essere inviata, insieme con le altre acque di raffineria, al trattamento biologico finale.

L'acqua di spurgo è alimentata alla sezione di abbattimento solidi dove, mediante l'aggiunta di additivi flocculanti, i solidi stessi vengono precipitati sotto forma di fiocchi che si separano in un sedimentatore.

L'acqua privata dei solidi è portata al corretto valore di pH e, previa filtrazione su letti di sabbia per la completa eliminazione di eventuali solidi sospesi, inviata ad una colonna di stripping con vapore per l'eliminazione di inquinanti gassosi ed infine alimentata, come le altre acque di raffineria, all'impianto di trattamento biologico.

La fase fangosa, che contiene tutti i metalli presenti nell'olio di carica, che esce dal sedimentatore, è invece trattata su filtri pressa, in modo da ottenere come fase solida un pannello ricco di metalli che è esitato per il recupero dei metalli nobili (vanadio, nichel).

Unità 9000 - Turbogas

L'unità 9000 è costituita dalla turbina a gas, e dai relativi sistemi ausiliari, dove il gas di sintesi purificato, proveniente dalla sezione gassificazione, è bruciato al fine di produrre energia elettrica. La turbina installata, del tipo 13E2 progettata e realizzata dalla Power Generation Ltd (gruppo ABB), è in grado di produrre 188,6 MW processando circa 130.000 kg/h di syngas diluito con circa 127.000 kg/h di azoto.

La macchina selezionata è progettata specificamente per questo tipo di applicazione.

La turbina trascina, oltre al generatore di energia, anche il compressore dell'aria di combustione.

L'apparato di combustione ottimizza la premiscelazione del combustibile con l'aria, riducendo la possibilità che parte dei fumi raggiungano alte temperature che favoriscono la formazione di NO_x .

Per ottenere questo risultato sono richieste pressioni di ingresso macchina dell'aria e del gas doppie rispetto ad altre macchine, ma ciò non penalizza l'efficienza globale del ciclo in quanto si raggiungono livelli di emissioni molto bassi senza ulteriori accorgimenti (quali immissione di vapore, ecc.), che penalizzerebbero ugualmente il rendimento.

Il turbogas, come i compressori e la turbina a vapore, è dotato di dispositivi fonoassorbenti ed è installato all'interno di capannoni in modo da rispettare i livelli di rumorosità imposti dalla normativa vigente.

Il controllo dei parametri di funzionamento è realizzato tramite un sistema dedicato EGATROL interfacciato con il sistema DCS della IGCC.

I principali controlli effettuati per garantire il corretto funzionamento della turbina a gas riguardano temperatura dei cuscinetti, temperatura dei gas uscenti dalla turbina, velocità di rotazione del rotore.

Il sistema EGATROL provvede automaticamente alle operazioni di avviamento e fermata della macchina, alla fermata della macchina in caso di raggiungimento di condizioni limite, alla ottimizzazione delle condizioni di funzionamento.

Unità 9100 - Caldaia a Recupero e Turbina a Vapore

L'Unità 9100 è costituita da:

- caldaia a recupero
- turboalternatore a vapore
- sistema catalitico di abbattimento NOx (SCR - Selective Catalytic Reactor)

Caldaia a Recupero

Il gas combusto che esce dalla turbina a gas, avendo una temperatura di circa 550°C, ha ancora un elevato contenuto entalpico utilizzabile e quindi viene alimentato ad una caldaia a recupero per la produzione di vapore.

La caldaia, del tipo a recupero e cioè senza fiamma ed a circolazione forzata dell'acqua ai vaporizzatori, produce vapore a tre diversi salti di pressione ed è integrata con il complesso sistema di recupero termico di tutto l'impianto.

Anche su questa apparecchiatura il recupero termico è molto spinto; la temperatura prevista per i fumi di uscita è 120°C massimo.

I fumi prodotti sono immessi in atmosfera da un camino alto circa 50 m alla base del quale sono installati gli strumenti di monitoraggio continuo delle emissioni.

Turboalternatore a vapore

Il vapore prodotto nella caldaia a recupero di cui al paragrafo precedente, insieme a quello in esubero rispetto ai consumi interni prodotto dalle altre unità dell'impianto, è inviato ad una turbina a vapore a spillamento e condensazione, per la produzione di energia elettrica.

La turbina ha una potenzialità di circa 100 MW.

Ha due palettature montate su un unico rotore, la prima palettatura è detta di alta pressione, la seconda di bassa.

Il vapore di alta pressione è immesso in ingresso alla palettatura di alta pressione. Dopo un primo salto di pressione, è estratto il vapore a 10 bar. All'uscita della palettatura ad alta pressione il vapore è addizionato con il vapore a bassa pressione prodotto dalla caldaia a recupero ed inviato alla palettatura a bassa pressione. Il vapore uscente dalla palettatura a bassa pressione è inviato al condensatore raffreddato con acqua di mare.

[Handwritten signatures and notes]

Il vapore agli utenti sia IGCC che Raffineria è fornito a tre livelli di pressione: 4,5 bar/165 °C (vapore di bassa pressione), 9,5 bar/270 °C (vapore di media pressione), 42 bar/420 °C (vapore di alta pressione).

Il vapore a bassa pressione proviene direttamente dalla caldaia a recupero ed è integrato, se necessario, da vapore di alta pressione laminato e desurriscaldato.

Il vapore a media pressione proviene normalmente dal turboalternatore a vapore e dai produttori della Sezione Gassificazione. In caso di necessità è integrato da vapore di alta pressione laminato e desurriscaldato. Dopo la miscelazione, il vapore risultante è attemperato con iniezione di acqua demineralizzata.

In caso di ridotta domanda, il vapore dalla Sezione Gassificazione è laminato al suo interno sulla rete a bassa pressione.

Il vapore ad alta pressione proviene direttamente dalla caldaia a recupero, laminato e desurriscaldato.

In caso di fuori servizio della Sezione Cogenerazione, il vapore a bassa, media ed alta pressione alla Raffineria è prodotto da una caldaia ausiliaria.

L'acqua di condensa uscente dal condensatore della turbina e da ogni altro utilizzatore di vapore con produzione di condensa è recuperata e, previo degasaggio, reimpressa in ciclo.

Il controllo della turbina, sia in marcia normale che durante l'avviamento e fermata, è effettuato tramite un sistema automatico (TURBOTROL 6N) elettro-idraulico.

Il sistema TURBOTROL provvede automaticamente alle operazioni di avviamento e fermata della macchina, alla fermata della macchina in caso di raggiungimento di condizioni limite, alla ottimizzazione delle condizioni di funzionamento.

Sistema Catalitico di Abbattimento NOx (SCR - Selective Catalytic Reactor)

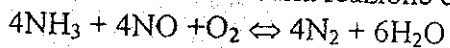
Il sistema SCR ha lo scopo di rimuovere in maniera catalitica gli ossidi di azoto dai fumi in uscita dalla caldaia a recupero. L'efficienza di rimozione arriva fino al 50%.

Il sistema è stato installato in aggiunta a quanto già previsto nel progetto iniziale, relativamente al contenimento delle emissioni di NOx, quale:

- installazione nella turbina a gas di bruciatori a bassissima produzione di NOx;
- diluizione del syngas, inviato alla turbina a gas, con azoto (in rapporto 1:1) in modo da ridurre la temperatura di fiamma.

Il sistema SCR permette di ridurre ulteriormente il flusso di massa annuo di NOx, rispetto a quanto prescritto sia dalla V.I.A. che dall'autorizzazione ai sensi del DPR 203/88.

Il sistema è basato sulla reazione catalitica:



Una soluzione ammoniacale al 25-30% peso è prelevata da un serbatoio ed è trasferita alla linea di ricircolazione dei fumi caldi provenienti dalla caldaia a recupero. I fumi caldi consentono l'evaporazione della soluzione ammoniacale iniettata. Fumi e soluzione sono quindi inviati al sistema di iniezione collocato all'interno della caldaia a recupero.

A valle del sistema di iniezione, posto tra i fasci tubieri della caldaia, è collocato il letto di catalizzatore su cui avviene la reazione tra ammoniaca, gli ossidi di azoto e l'ossigeno.

Impianti di Trasformazione Energia Elettrica

L'energia elettrica prodotta dalle turbine a gas ed a vapore è a circa 15,75 kV, mentre la rete esterna (ex ENEL) è a 132 kV e quella degli utilizzatori interni a 6.6/10 kV; è pertanto necessario procedere alla trasformazione dell'energia prodotta per metterla a disposizione degli utilizzatori alla corretta tensione.

L'unità è costituita da:

- sottostazione a 132 kV, che costituisce il nodo di collegamento dell'intero impianto con la rete nazionale. La presenza di due linee aeree in parallelo (Camerata 1 e 2), partenti da ciascuna delle due semisbarre, garantisce, in caso di guasto ad una linea, la continuità di esercizio, anche se a carico ridotto. In condizioni normali di esercizio tale nodo è attraversato da un flusso di E.E. che dalla sezione di generazione dell'impianto IGCC è diretto verso la rete elettrica nazionale (Camerata). In caso di fermata dell'impianto IGCC un flusso di E.E. con senso contrario a quello precedente può garantire l'alimentazione delle altre utenze di raffineria.
- n. 2 trasformatori 15.75/132 kV
- n. 1 trasformatore 15.75/6.6 kV dedicato ai sistemi ausiliari della turbina a gas
- n. 2 trasformatori in parallelo 132/10/6.6 kV alimentati dalle sbarre a 132 kV per la trasformazione dell'energia destinata ai consumi interni dell'IGCC
- n. 8 trasformatori a 0,4 kV alimentati dalle sbarre a 10/6.6 kV e che a loro volta alimentano sistemi di distribuzione dell'energia alle utenze di piccola potenza interne all'impianto.

Unità Ausiliarie

Completano l'impianto alcune unità ausiliarie che sono indispensabili per il suo esercizio ed in particolare:

- i serbatoi nn° TK38 e 39 costituenti il sistema di accumulo ed equalizzazione della carica IGCC (più avanti descritti in dettaglio)
- la caldaia ausiliaria che è utilizzata quando il resto dell'impianto è fermo, per fornire il vapore alla Raffineria ed all'impianto stesso per il riavviamento. Tale caldaia anche in condizioni normali deve essere mantenuta in esercizio al minimo tecnico in modo da poter garantire l'immediata disponibilità di vapore alle utenze critiche di raffineria in caso di improvvisa fermata dell'impianto IGCC.
- il sistema di tubazioni di collegamento del nuovo impianto al resto della stabilimento;
- l'unità di demineralizzazione dell'acqua dolce per il reintegro dell'acqua di alimentazione delle caldaie;
- l'unità di raffreddamento ad acqua di mare. L'unità ha lo scopo di raffreddare, usando acqua di mare, il condensatore della turbina a vapore, il sistema a circuito chiuso della Sezione Cogenerazione, il sistema a circuito chiuso della Sezione Gassificazione, i refrigeranti intermedi e finali dei compressori dell'Unità di Frazionamento Aria. In nessuna delle utenze sopra citate, l'acqua di mare è a contatto con sostanze inquinanti o può essere inquinata per eventuali disservizi.

L'acqua di mare è prelevata a 1.000 m dalla costa e reimpressa a circa 500 m. Il sistema è stato progettato sia tenendo conto delle caratteristiche (carichi termici) delle utenze sopra elencate che in accordo alla legge n° 319/76, e successive modifiche, per quanto concerne le caratteristiche dell'acqua di scarico. In particolare la temperatura di scarico dell'acqua non deve superare 33 °C; l'incremento di temperatura nel corpo ricettore (mare), misurato entro un raggio di 1000 m dallo scarico, non deve superare 3 °C; la concentrazione massima di cloro attivo allo scarico non deve superare 0.1 mg/l.

[Handwritten signatures and initials]

Sistema di Accumulo ed Equalizzazione Carica Impianto IGCC

Il "Sistema di Accumulo ed Equalizzazione Carica Impianto IGCC (di seguito denominato Sistema di Stoccaggio)" è dedicato all'impianto IGCC ed ha lo scopo di garantire una carica costante all'impianto in caso di lavorazione a capacità ridotta o di fermata della Raffineria e di omogeneizzarne le caratteristiche in caso questa sia costituita da idrocarburi provenienti da più impianti di raffinaria.

Il Sistema, costituito essenzialmente da due serbatoi, è stato dimensionato in modo da garantire una capacità complessiva di stoccaggio sufficiente ad alimentare l'impianto IGCC per 15 giorni, alla normale portata di carica, in caso di fermata della raffinaria.

A fronte delle caratteristiche degli idrocarburi da stoccare, il sistema è stato dotato delle attrezzature atte a consentire l'omogeneizzazione del prodotto stoccato ed il mantenimento della temperatura di stoccaggio a valori adeguati.

Descrizione del Sistema di Stoccaggio

Il sistema è costituito da due serbatoi (TK-38 e TK-39), un riscaldatore di ricircolazione, pompe di prelievo dai serbatoi per mandata ad IGCC o circolazione verso gli stessi.

I principali dati di design dei serbatoi sono riportati di seguito.

| TK-38/39 | | |
|--------------------------|----------------|-----------------------|
| | U.M. | |
| Tipo | | Cilindrico sopraterza |
| Diametro | mm | 24000 |
| Altezza | mm | 26500 |
| Capacità | m ³ | 11000 |
| Temperatura di progetto | °C | 210 |
| Temperatura di esercizio | °C | 190 |
| Pressione | bar | Atmosferica |
| Coibentazione - Tipo | --- | lana di roccia |
| Coibentazione - Spessore | mm | 100 |

Per mantenere caldo il contenuto dei serbatoi, ciascuno di questi è provvisto di un sistema di riscaldamento costituito da parecchi serpentine in cui circola gasolio caldo ("hot oil") prelevato dal sistema di distribuzione della Raffineria ed a questo reinviato. La temperatura nei serbatoi è mantenuta a valori sufficienti a garantire buona pompabilità e miscelazione del prodotto.

In aggiunta ai serpentine di riscaldamento interni ai serbatoi, è previsto un sistema di riscaldamento tramite ricircolazione esterna attraverso uno scambiatore che utilizza come fluido di riscaldamento "hot oil", analogamente ai serpentine interni. La temperatura degli idrocarburi nel serbatoio e/o circolanti nello scambiatore esterno è controllata regolando la portata di hot-oil al serpentine e/o allo scambiatore.

L'omogeneizzazione della temperatura all'interno dei serbatoi, e quindi delle caratteristiche degli idrocarburi stoccati, è ottenuta tramite degli agitatori.

Per evitare la potenziale miscelazione di aria con idrocarburi in fase gassosa nella parte superiore dei serbatoi e la potenziale ossidazione del residuo, i serbatoi sono dotati di un sistema di polmonazione con azoto in modo da garantire una pressione sufficiente ad evitare l'ingresso dell'aria e consentire lo scarico dei gas dal serbatoio. Una corrente continua di azoto è sempre mantenuta per ciascun serbatoio attraverso un orifizio adeguatamente calibrato.

Allo scopo di evitare nei serbatoi sia sovrappressioni che pressioni inferiori alla atmosferica, dovuti a malfunzionamenti del sistema di azoto e/o del sistema di scarico gas, sul tetto di ciascun serbatoio è stato installato un sistema rompivuoto e di protezione da sovrappressioni.

Le pompe installate nel sistema di stoccaggio (n° 2) sono usate sia per trasferire gli idrocarburi dai serbatoi all'impianto IGCC che per assicurare una circolazione degli stessi nei serbatoi (riscaldamento esterno ed omogeneizzazione). Una pompa è in marcia mentre l'altra è di riserva.

Le pompe sono del tipo "a vite" in modo da essere in grado di movimentare idrocarburi pesanti anche alle alte viscosità corrispondenti alla minima temperatura di stoccaggio (160 °C).

Emissioni

La tecnologia prevista per l'impianto IGCC è stata progettata per consentire di raggiungere i livelli di emissioni inquinanti voluti sia dalla vigente normativa che dalle prescrizioni impartite:

- con il decreto Ministero Ambiente, di concerto con il Ministero per i Beni Culturali ed Ambientali concernente il giudizio positivo di compatibilità ambientale;
- in sede di autorizzazione ai sensi del DPR 203/88.

In particolare il quadro emissivo prescritto per l'IGCC e per l'intero complesso Raffineria-IGCC, risulta essere il seguente:

| Inquinanti | Raff-IGCC T/y | IGCC Mg/Nmc |
|-----------------|------------------|----------------|
| SO ₂ | 5700 | 50 * |
| NO _x | 1200 | 65 * |
| CO | - | 50 ** |
| Polveri | 178 | 5 ** |

* su base umida

** su base secca

Con nota in data 3.5.99 la api - raffineria di ancona, in ottemperanza alle prescrizioni sopra dette, ha trasmesso al Servizio VIA del Ministero dell'ambiente i piani relativi al

monitoraggio delle emissioni in atmosfera, dell'utilizzo di acqua di mare, dei microinquinanti all'interno della raffineria e del rumore.

Nella stessa data è stato altresì trasmesso alla Regione Marche e al Servizio IAR del Ministero dell'ambiente il piano di riduzione delle emissioni, come richiesto in fase istruttoria. Le due note sono in allegato 5.

Il Sistema di Monitoraggio Emissioni IGCC (CEMS - Continuous Emission Monitoring System) è costituito da quattro sottosistemi, uno per ciascun camino della IGCC, ed uno comune.

Ciascun sottosistema relativo ai singoli camini, è costituito da:

- un analizzatore per la misura in continuo dei seguenti parametri sui fumi in uscita: NO, NO₂, O₂, CO, SO₂, CO₂, H₂O, particolato, temperatura e pressione
- computer a cui confluiscono i dati dagli analizzatori;
- stampante per la visualizzazione di tabelle riassuntive delle emissioni del singolo camino.

In particolare il sistema è stato progettato per effettuare le seguenti operazioni:

- verifica della validità dei dati ricevuti dagli analizzatori;
- normalizzazione dei valori di emissione misurati alle condizioni standard di pressione e contenuto di ossigeno nei fumi
- generazione e memorizzazione dei dati emissivi in accordo alla normativa vigente;
- trasferimento dei dati al sottosistema comune ai tre camini.
- calcolo della portata volumetrica dei fumi dalla turbina a gas e dalla caldaia ausiliaria a partire dai dati di processo della turbina a gas e della caldaia.
- calcolo della portata massima degli inquinanti sulla base dei valori di portata volumetrica, sia calcolati (turbina a gas e caldaia ausiliaria) che misurati (inceneritore);
- calcolo della concentrazione media di ciascun inquinante relativamente all'impianto IGCC come media ponderata delle concentrazioni nei tre camini. Come fattore di ponderazione sono utilizzate le portate volumetriche di ciascun camino.
- produzione dei valori emissivi di back-up da utilizzare sia nel calcolo delle emissioni in caso di fuori servizio di un analizzatore che come confronto con i dati misurati. I dati di back-up sono generati da algoritmi basati sia sulle condizioni di processo che di funzionamento delle attrezzature;
- trasferimento dei dati emissivi al DCS IGCC.

I dati di emissione sono quindi trasferiti, tramite sistema di scambio di segnali, dal DCS all'esistente sistema di monitoraggio delle emissioni (ECOS) della Raffineria in modo da ottenere un sistema di monitoraggio delle emissioni e di ricadute al suolo unico per l'intero complesso industriale.

Il sistema ECOS, nel Gennaio 1999, è stato "accreditato" dall'Istituto sull'Inquinamento Atmosferico del Consiglio Nazionale delle Ricerche (CNR) quale sistema di monitoraggio delle emissioni della Raffineria di Falconara Marittima (all. 6).

Prevenzione e sicurezza

Il sistema di protezione dell'impianto IGCC si può ripartire in sistemi di estinzione e di rilevazione come segue:

- Sistemi di estinzione
 - Sistema ad acqua o schiuma

- Sistemi a gas
- Sistemi di rilevazione
 - Rilevatori fughe di gas e rilevatori fumo

L'intero sistema di protezione antincendio e di rilevazione gas è stato verificato e collaudato, anche con riferimento alle prescrizioni emesse dal Ministero dell'interno, dalla apposita Commissione locale ex art. 48 del Regolamento di esecuzione del Codice della navigazione, nel corso di 7 sopralluoghi conclusisi con esito positivo con verbale in data 1.2.00 (all. 7).

CONCLUSIONI

La Commissione, sulla base della documentazione tecnica ed amministrativa agli atti presso il Ministero e di quella esaminata ed acquisita nel corso del sopralluogo presso la società, ha verificato che le opere e gli impianti realizzati sono conformi a quanto previsto ed approvato. Per quanto riguarda le verifiche di funzionamento dell'impianto, esse saranno effettuate dopo l'entrata in funzione a regime dello stesso, che presumibilmente avverrà nel prossimo mese di Settembre.

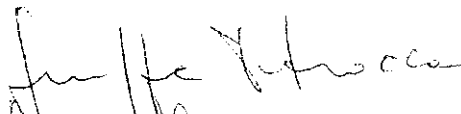
Del presente verbale vengono redatti due originali, uno dei quali viene consegnato alla società e l'altro sarà fatto pervenire ai competenti uffici del Ministero entro 30 giorni.

Elenco allegati:

- All.1 Planimetria generale stabilimento Falconara Marittima – Dis. N. 0004-5800-HA-FS
- All.2 Schema a blocchi ciclo di lavorazione raffineria
- All.3 Schema a blocchi IGCC
- All.4 Schemi di flusso IGCC
- All.5 Note di comunicazione a Ministero dell'ambiente e Regione Marche
- All.6 Accreditamento sistema ECOS da parte CNR
- All.7 Verbali di collaudo della Commissione ex art. 48 Regolamento del Codice della navigazione

Falconara, 23 giugno 2000

Dr. Giuseppe PETROCCA



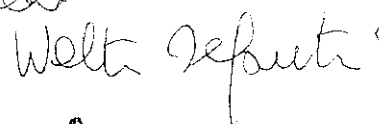
Dr.ssa Rosaria ROMANO



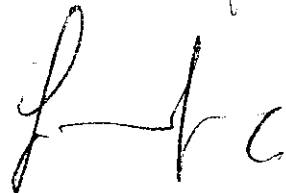
Ing. Gilberto DIALUCE



Ing. Walter DE SANTIS

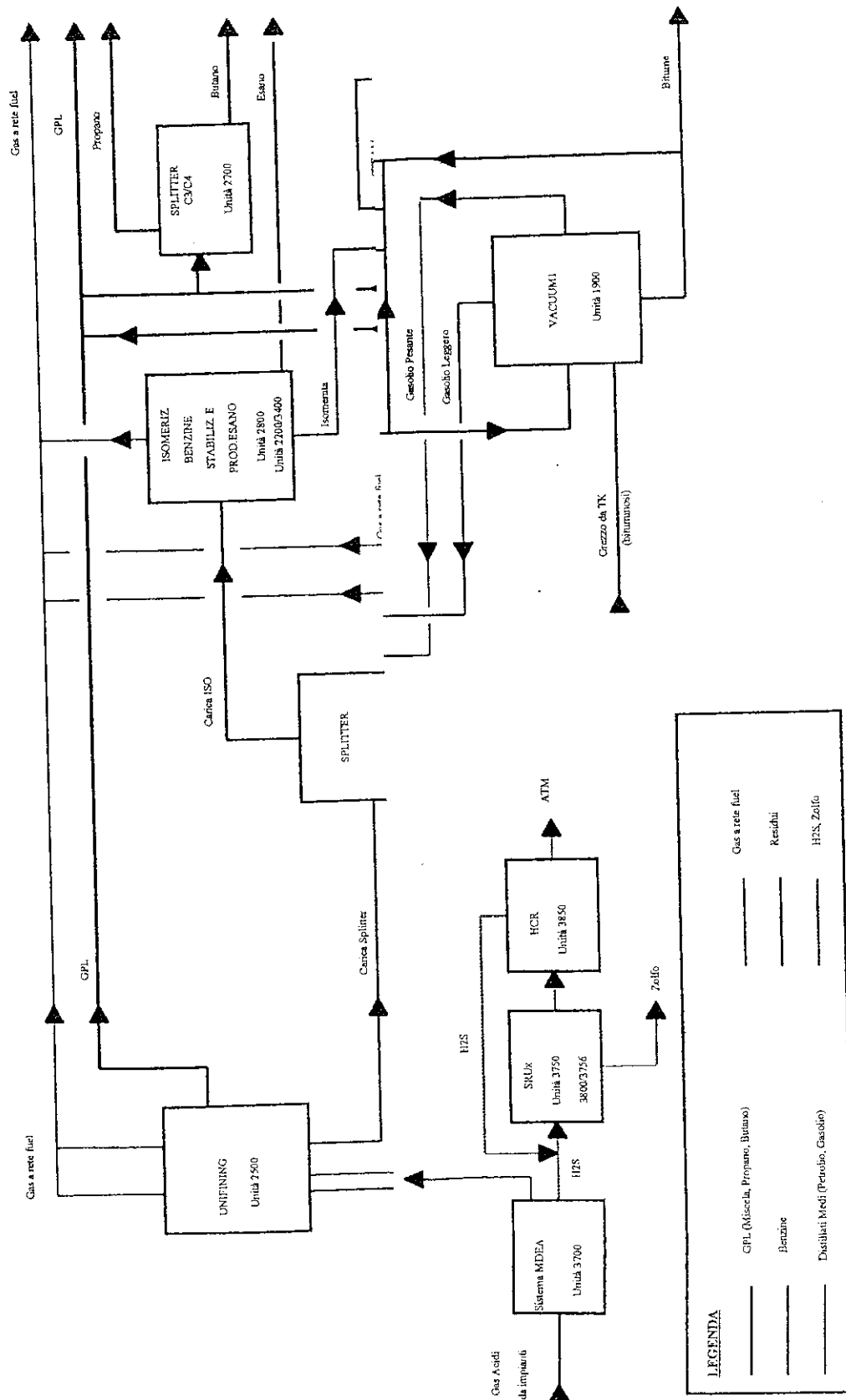


Ing. Giovanni SARONNE



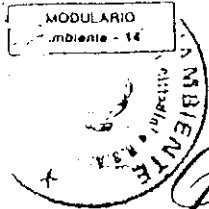


RAFFINERIA - CICLO DI LAVORAZIONE - SCHEMA A BLOCCHI



LEGENDA

| | |
|-------|-------------------------------------|
| _____ | Gas a rete fuel |
| _____ | GPL (Miscela, Propano, Butano) |
| _____ | Residui |
| _____ | Benzine |
| _____ | Distillati Medi (Petrolio, Gasolio) |
| _____ | H2S, Zolfo |



Il Ministro dell' Ambiente

DI CONCERTO CON IL
MINISTRO PER I BENI CULTURALI ED AMBIENTALI

VISTO il comma 2 ed i seguenti dell'art. 6 della legge 8 luglio 1986 n. 349;

VISTO il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 agosto 1988, n. 377;

VISTO il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 27 dicembre 1988, concernente "Norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità di cui all'art. 6 della legge 8 luglio 1986, n. 349, adottate ai sensi dell'art. 3 del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 agosto 1988, n. 377";

VISTI l'art. 18, comma 5, della legge 11 marzo 1988, n.67; il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri costitutivo della Commissione per la valutazione d'impatto ambientale e successive modifiche ed integrazioni; il decreto del Ministro dell'ambiente del 13 aprile 1989 concernente l'organizzazione ed il funzionamento della predetta Commissione;

VISTO l'accordo procedimentale tra il Ministero dell'ambiente e il Ministero dell'industria, commercio e artigianato del 20 agosto 1993, relativo a "Valutazione di impatto ambientale per gli interventi di modifica nelle raffinerie concernenti la realizzazione di impianti di cogenerazione alimentati mediante gassificazione di idrocarburi pesanti";

VISTA la domanda di pronuncia di compatibilità ambientale concernente il progetto di gassificazione di idrocarburi pesanti e produzione di energia elettrica in cogenerazione nella raffineria Api in comune di Falconara Marittima (AN) presentata dall'API - Raffineria di Ancona SpA, in data 18 settembre 1993;

VISTO il parere formulato in data 9 febbraio 1994 dalla Commissione per la valutazione d'impatto ambientale a seguito dell'istruttoria sul progetto presentato dall' API - Raffineria di Ancona SpA;

CONSIDERATO che in detto parere la Commissione ha:

preso atto che:

- il progetto presentato dall'API consiste in una sezione di gassificazione di una quota dei residui pesanti (TAR), prodotti

per le verifiche fatte



dalla raffineria ed attualmente utilizzati per la produzione di olio combustibile ad alto tenore di zolfo, ed in un impianto a ciclo combinato, alimentato da gas di sintesi (prodotto dall'impianto di gassificazione), che produce vapore di processo ad uso interno ed energia elettrica prevalentemente ceduta all'esterno;

- attualmente nella raffineria è funzionante una centrale termoelettrica convenzionale a bassa efficienza, che cogenera energia elettrica e vapore di processo per le utenze termiche della raffineria;

- nella situazione attuale la raffineria ha una potenza termica complessiva installata pari a 430 MW (130 MW della centrale elettrica e 300 MW dei forni di processo) e una potenza elettrica di 17 MW; nella configurazione futura la potenza termica installata sarà di 780 MW (480 MW del nuovo impianto termoelettrico) mentre la potenza elettrica aumenterà a 260 MW; per effetto dell'intervento proposto gli scambi di energia elettrica della raffineria API con l'ENEL SpA passeranno da un import di circa 8 MWh/anno ad un export di 208 MWh/anno;

- il raffronto tra la situazione attuale e la situazione futura in materia di emissioni dei principali inquinanti atmosferici generati dalla raffineria nel suo complesso è la seguente: SO₂ da 2.208 a 461 mg/Nm³ e da 7.829 a 6.300 t/a; NO_x da 345 a 88 mg/Nm³ e da 1.223 a 1.200 t/a; polveri da 76 a 13 mg/Nm³ e da 270 a 178 t/a; CO da 177 a 37 mg/Nm³ e da 628 a 506 t/a; i gas combusti passano da 3.540 Milioni a 13.600 Milioni di Nm³;

- nella situazione futura le concentrazioni di tutti gli inquinanti nei fumi emessi dalla raffineria nel suo complesso - quindi a livello di bolla - saranno notevolmente inferiori ai limiti di legge;

- per quanto riguarda la localizzazione della raffineria, questa si affaccia sul Mare Adriatico a nord di Falconara Marittima e confina: a nord-est con il Mare Adriatico; a sud-est con una proprietà della Adriatica Petroli e con una proprietà dell'API, ubicate immediatamente a nord della Via Monti e Tognetti, nonchè con il dismesso mattatoio del Comune di Falconara Marittima; a sud-ovest con la strada statale n.16 Adriatica (mentre molto più a sud-ovest, a circa 5 km, corre l'autostrada A-14); a nord-ovest con il fiume Esino;

- l'area della raffineria API è situata lungo il litorale adriatico nella zona immediatamente a nord di Ancona e comprende due settori ad elevata concentrazione industriale: il settore principale si sviluppa entro i confini amministrativi del Comune di Falconara Marittima, mentre le industrie appartenenti al secondo settore sorgono nei pressi dell'area portuale di Ancona; l'industria della zona è caratterizzata, al di là del polo energetico dell'API, dai

segue all'API
194
8 MW = 25
208 MW
ENEL
52
150 da EQ !!



Il Ministro dell'Ambiente

due grandi settori dell'edilizia e della metalmeccanica, che da soli raggiungono il 40% dell'industria locale;

- nell'area di inserimento sono presenti porzioni delle principali reti infrastrutturali: l'autostrada A-14, le strade statali 16 e 76, la ferrovia Bologna-Bari e la Ancona-Fabriano-Terni; si segnala inoltre la presenza di un elettrodotto e di un metanodotto, lo scalo merci ferroviario di Falconara Marittima e l'aeroporto di Ancona-Falconara;

valutato che

per quanto riguarda il quadro programmatico:

- le motivazioni che giustificano la realizzazione del progetto dell'API sono sostanzialmente le seguenti: possibilità di utilizzo più completo degli idrocarburi pesanti generati nei cicli di lavorazione della raffineria, efficienza produttiva e redditività economica;
- il progetto proposto risulta coerente con le indicazioni contenute nei piani energetici nazionali e regionali; esso non risulta altresì incompatibile con le indicazioni dei piani territoriali locali;

per quanto riguarda il quadro progettuale:

- il sistema integrato gassificazione degli idrocarburi pesanti e ciclo cogenerativo proposto dall'API, che è analogo ad altri progetti allo studio e/o in fase di realizzazione presso altre raffinerie italiane, si basa su tecnologie ampiamente provate per quanto riguarda i singoli impianti e processi presi in esame; ciò permette ragionevolmente di ritenere le assunzioni sul comportamento reale in esercizio degli impianti sufficientemente fondate per poter effettuare le analisi richieste;
- le soluzioni adottate sono tecnologicamente avanzate e consentono complessivamente di ottenere, a parità di quantità di greggio inizialmente utilizzato, un rendimento energetico complessivo più elevato rispetto a quello ottenibile con tecnologie convenzionali;
- il processo di gassificazione permette inoltre la rimozione spinta dello zolfo e degli altri inquinanti contenuti negli idrocarburi pesanti, per cui è da attendersi una riduzione del carico inquinante complessivo rispetto a situazioni in cui gli idrocarburi pesanti vengano immessi sul mercato come combustibili;
- tuttavia, rispetto ai valori di emissione "garantiti" indicati, l'API dovrà impegnarsi a ridurre ulteriormente le emissioni in atmosfera dell'intero stabilimento (cioè il flusso di massa complessivo) per quanto riguarda l' SO_2 e gli ossidi di azoto, secondo le prescrizioni nel seguito precisate;
- la raffineria dell'API è una delle installazioni per cui sia stata conclusa l'istruttoria prevista dal DPR 175/88 per gli impianti ad

O.M. 1000

E S P R I M E

giudizio positivo circa la compatibilità ambientale del progetto relativo ad un impianto di gassificazione di idrocarburi pesanti e produzione di energia elettrica in cogenerazione nella raffineria API di Falconara Marittima a condizione che:
si ottemperi alle seguenti prescrizioni:

- a) prima della messa in esercizio dei nuovi impianti l'API dovrà presentare alla Regione Marche un organico manuale operativo, al cui rispetto la Società sarà tenuta, che conterrà la definizione del sistema di organizzazione, le linee di responsabilità, le prassi e le procedure amministrative di cui si avvarrà l' esercente, che inglobi anche quanto eventualmente previsto dalle procedure ex DPR 175/88, con l'indicazione dei controlli sulle emissioni e nell'ambiente sia in condizioni di normale funzionamento che nel caso di anomalie o di incidente, la qualificazione e la formazione del personale ed un piano di esercitazioni di sicurezza e di emergenza interno;
- b) la gestione dell'impianto di gassificazione e della centrale elettrica dovrà avvenire nel rispetto dei valori limite di emissione degli inquinanti in atmosfera così come indicato dal progetto presentato dall'API e con le specificazioni di seguito riportate:
- per quanto riguarda la centrale elettrica:
 - nelle emissioni le concentrazioni degli ossidi di azoto non dovranno superare il valore di 65 mg/Nm^3 (su base umida)
 - le concentrazioni del biossido di zolfo non dovranno superare il valore di 50 mg/Nm^3 (su base umida);
 - il contenuto delle polveri nei fumi non dovrà superare il valore di 5 mg/Nm^3 (su base umida);
 - per quanto riguarda il complesso della raffineria, l'API dovrà effettuare uno sforzo ulteriore rispetto a quanto programmato nella documentazione presentata con il progetto per la gassificazione degli idrocarburi pesanti e la generazione elettrica e ridurre progressivamente, con l'entrata a pieno esercizio dei nuovi impianti, le emissioni di SO_2 del 10% rispetto alle previsioni, cioè:
 - le emissioni complessive di SO_2 dalla raffineria non dovranno superare le 5.700 t/anno;
 - le emissioni complessive di NOx dalla raffineria non dovranno superare le 1.200 t/anno;
 - le emissioni complessive di polveri non dovranno superare le



Il Ministro dell'Ambiente

178 t/anno;

L'API deve inoltre impegnarsi a limitare ulteriormente le emissioni diffuse di idrocarburi rispetto alla situazione attuale, sia per effetto dei provvedimenti in corso di adozione con gli adeguamenti richiesti dal DPR 175/88 sia con ulteriori interventi su serbatoi, flange e tubazioni;

c) prima della messa in esercizio dei nuovi impianti l'API dovrà presentare alla Regione Marche e, per conoscenza, al Ministero dell'Ambiente, un piano di adeguamento così da dimostrare il rispetto di quanto sopra indicato;

d) l'API dovrà presentare al Servizio VIA del Ministero dell'Ambiente e alla Regione Marche un piano di caratterizzazione e di computo delle emissioni in atmosfera, nonché un piano di monitoraggio ambientale che preveda quanto segue:

- il monitoraggio in continuo nei fumi della nuova centrale per quanto riguarda le emissioni di ossidi di zolfo (come SO_2), ossidi di azoto (come NO_2) e polveri;
- la predisposizione di un programma di campionamenti e di misure della qualità dell'aria che integri la rete di monitoraggio con cabine fisse della Provincia di Ancona, secondo quanto già indicato nello studio di impatto ambientale; qualora dal risultato delle misure in continuo delle centraline si dovesse registrare per alcuni inquinanti un superamento dei valori limite imputabili allo stabilimento, la raffineria dovrà ridurre proporzionalmente le proprie emissioni in modo da riportare entro i limiti di legge i valori di qualità dell'aria;
- il monitoraggio della temperatura dello scarico dell'acqua di mare nonché della concentrazione residua di cloro nello stesso e degli effetti ecologici, secondo le indicazioni contenute nello studio;
- l'esecuzione di campagne periodiche per il controllo dell'inquinamento ambientale all'interno della raffineria dovuto a microinquinanti (furani, IPA, metalli pesanti, ecc);
- l'esecuzione di campagne periodiche per il controllo dei livelli di rumore (entro l'arco delle 24 h) in corrispondenza delle abitazioni più vicine alla raffineria;

i risultati dei rilievi ambientali dovranno essere registrati e messi a disposizione delle autorità di controllo; annualmente l'API dovrà inviare un'apposita relazione alle competenti autorità di controllo;

e) per quanto riguarda la realizzazione dell'opera di presa e di

scarico a mare, l'API dovrà predisporre un progetto esecutivo sulla base di appositi rilevamenti batimetrici, sedimentologici, e correntometrici, associati all'uso di idonei modelli di calcolo per l'analisi degli effetti attesi nelle diverse situazioni ipotizzabili;

- f) l'API dovrà, al momento della costruzione dei nuovi impianti, rispettare il progetto di inserimento nel paesaggio secondo quanto previsto nello studio di impatto ambientale, privilegiando, se possibile, la scelta di specie sempreverdi;

Si raccomanda alla Regione Marche ed agli Enti locali di assumere, per quanto di competenza, i provvedimenti per apportare ulteriori miglioramenti alla qualità dell'aria nella zona, mediante interventi sulle altre sorgenti fisse e mobili (traffico autoveicolare) di emissione in atmosfera;

DISPONE

- che l'API trasmetta al Ministero dell'industria, commercio e artigianato e per conoscenza alla Regione Marche e al Ministero dell'ambiente, gli elaborati definitivi del progetto adeguati secondo le integrazioni, le modifiche, i chiarimenti intervenuti nel corso dell'istruttoria, nonché secondo le prescrizioni del presente provvedimento;
- che il presente provvedimento sia comunicato alla API - Raffineria di Ancona SpA, al Ministero dell'industria, commercio e artigianato, al Ministero per i beni culturali ed ambientali ed alla Regione Marche, la quale provvederà a depositarlo presso l'ufficio istituito ai sensi dell'art. 5, comma terzo, del D.P.C.M. 377 del 10 agosto 1988 ed a portarlo a conoscenza delle altre Amministrazioni eventualmente interessate.

Roma li 15 APR. 1994

IL MINISTRO DELL'AMBIENTE

IL MINISTRO PER I BENI
CULTURALI ED AMBIENTALI

Vittorio Sgarbi

R. Sgarbi



La presente copia (potrebbe com-
pararsi al N. 9) fogli è conforme
al suo originale. - 8 -

Roma, li 25.04.94

Paolo Sgarbi

M

api

Raffineria di Ancona S.p.A.

COMPLESSO INDUSTRIALE DI FALCONARA MARITTIMA

**RAPPORTO DI SICUREZZA 2000
ai sensi dell'art. 8 D.Lgs. 334/99**

Volume I

effettuato da

TECHNIP ITALY S.p.A.

VIALE CASTELLO DELLA MAGLIANA, 68

00148 ROMA

Aprile 2000

1.C.1.5.2 Punti critici del Complesso

I punti critici del Complesso, quelli cioè che possono essere sede degli eventi incidentali discussi al punto 1.C.1.5.1, sono i seguenti:

- impianto Topping: Unità 1000;
- torcia acida;
- impianti recupero zolfo: Unità 3750, 3800;
- tubazioni connesse ai sigari di stoccaggio GPL;
- serbatoi di stoccaggio di prodotti di categoria A;
- impianti di processo ad alta pressione: Unità 2500, 2600, 2700, 2800, 3100, 3200, 3300;
- serbatoio di stoccaggio miscela antidetonante;
- terminali marittimi
- unità gassificazione 8000 (impianto IGCC).

I suddetti elementi nell'ambito del Complesso sono rilevabili nelle planimetrie generali di cui agli Allegati 4 e 5.

Viceversa i terminali marittimi sono ubicati come segue:

Piattaforma: in mare aperto a 16 km dalla costa
Isola: in mare aperto a 3,85 km dalla costa
Pontile: radicato alla scogliera a NE stabilimento

1.C.1.5.3 Comportamento dell'impianto in caso di indisponibilità parziale o totale delle reti di servizio

La descrizione dei sistemi ausiliari è riportata in Allegato 10.

Mancanza di energia elettrica

Si evidenzia che il sistema di alimentazione elettrica del Complesso, disponendo di 3 distinte fonti di alimentazione elettrica, è altamente affidabile e rende alquanto remota la possibilità di mancanza totale di energia elettrica; tuttavia, in caso di mancanza di energia elettrica la diretta conseguenza è che tutte le apparecchiature alimentate elettricamente si fermano. *e che succede?*

Nelle condizioni di normale funzionamento tutte le utenze del Complesso sono elettricamente collegate alla stazione ENEL a 132 kV, assorbendo mediamente 67 MW; la stazione è a sua volta connessa alla rete nazionale, mediante due linee aeree.

In tali condizioni, il Complesso fornisce alla rete ENEL l'energia elettrica prodotta dall'impianto IGCC, per un quantitativo che rappresenta, al netto dei consumi dell'impianto stesso e della Raffineria, circa il 30% dell'attuale fabbisogno energetico regionale.

In caso di guasto sulla rete ENEL, i due interruttori presenti sulle due linee aeree ENEL si aprono, provocando il distacco di carico dell'impianto IGCC ed il successivo passaggio in "isola" del Complesso. In tal caso rimane in funzione la sola turbina a gas, che alimenta tutti i carichi necessari alla Raffineria e all'impianto IGCC per un totale di circa 40 MW (la turbina a vapore è automaticamente posta fuori servizio): in questo modo si garantisce la continuità elettrica delle utenze del Complesso stesso.

Al ripristino della rete ENEL l'isola viene risincronizzata utilizzando gli interruttori 132 kV dell'ENEL, mediante una procedura che garantisce la continuità elettrica durante l'intera manovra.

Una ulteriore ridondanza elettrica per i carichi della Raffineria è fornita dal collegamento di emergenza con le Ferrovie dello Stato, dimensionato per una potenza di 25 MW, che risulta sufficiente ad alimentare i carichi di Raffineria, svincolando in tal modo la Raffineria stessa dall'ENEL e dalla rete IGCC.

In ogni caso, sia l'illuminazione che la strumentazione sono garantite tramite batterie di emergenza che assicurano l'esercizio per un tempo sufficiente a eseguire la fermata e la messa in sicurezza degli impianti anche in caso di mancanza totale di energia elettrica.

Si evidenzia infine come l'ipotesi di mancanza di energia elettrica alle utenze antincendio (pompe elettriche antincendio) è altamente remota. Infatti, la cabina elettrica R, a cui tali utenze sono collegate, è dotata di doppia alimentazione elettrica; inoltre, i trasformatori della cabina sono protetti rispetto ad eventuali incidenti che possano coinvolgere la cabina. In ogni caso, i massimi eventi incidentali ipotizzabili non provocano danno alla struttura della cabina (valori di irraggiamento al di sotto della soglia dei $12,5 \text{ kW/m}^2$).

Inoltre, la cabina è pressurizzata per cui si esclude la possibilità di formazione di miscele esplosive al suo interno e non è coinvolta da eventi che possono dar luogo ad esplosioni.

In ogni caso, anche se mancasse l'alimentazione elettrica alle pompe antincendio, si evidenzia la presenza di pompe diesel per la rete antincendio, che consentono di mantenere agibili le utenze antincendio.

Mancanza vapore

Molte sezioni ed unità di impianti del Complesso utilizzano il vapore prodotto all'interno dello stabilimento stesso, che viene fornito a tre differenti livelli di pressione:

bassa pressione: 3,5 bar

media pressione: 9 bar

alta pressione: 42 bar

Il sistema di produzione di questa utility è tale da rendere alquanto remota l'eventualità della mancanza di vapore.

Nelle normali condizioni di funzionamento il vapore di reintegro necessario alle utenze del Complesso (65 t/h) viene fornito dall'impianto IGCC ed in particolare dalla caldaia a recupero (HRSG - unità 9100) e da una estrazione dalla turbina a vapore (unità 9100).

In queste condizioni, è funzionante anche una caldaia ausiliaria (unità 9200) a carico ridotto (circa 35 t/h) che scarica costantemente vapore alla turbina.

In caso di guasto della sezione Cogenerazione dell'impianto IGCC (guasto al turbogas, al HRSG e alla turbina a vapore), la caldaia ausiliaria, i cui carichi rimangono alimentati dalla stazione ENEL 132 kV, aumenta rapidamente il proprio carico per far fronte alle richieste di vapore del Complesso.

Un primo aumento di carico, fino a 45 t/h, avviene in circa 10-20 secondi; secondo la effettiva richiesta di vapore dalle utenze, il carico della caldaia ausiliaria può essere stabilizzato a 45 t/h oppure incrementato fino ad un massimo di 140 t/h, in un tempo di circa 5 minuti per passare alla condizione di massimo carico.

L'alimentazione dei carichi elettrici necessari al funzionamento della caldaia ausiliaria è dotata di doppia ridondanza che garantisce elevata

affidabilità al sistema. In caso di guasto sulla rete ENEL, cui normalmente sono allacciati, con apertura degli interruttori delle linee aeree e successivo passaggio in "isola" del Complesso la continuità di alimentazione viene garantita attraverso i due trasformatori di stazione. È prevista una terza alimentazione di emergenza da una rete ENEL a media tensione (20 kV), attraverso un trasformatore dedicato. In caso di black-out generale, una logica di trasferimento automatico provvede rapidamente alle manovre che garantiscono il mantenimento in servizio della caldaia ausiliaria.

Il vapore viene utilizzato nei processi produttivi sia per il riscaldamento che per lo stripping degli idrocarburi nelle colonne di distillazione e separazione.

La sua mancanza non comporta l'instaurarsi di condizioni di emergenza, ma può determinare la fermata dell'impianto secondo procedure specifiche prestabilite e riportate nei manuali operativi.

Mancanza acqua di raffreddamento

La mancanza di acqua di raffreddamento all'impianto interessato determina la fermata dell'impianto stesso secondo modalità specifiche prestabilite come nel caso di mancanza di vapore.

La mancata asportazione di calore è una delle condizioni di emergenza previste dalla progettazione, per affrontare la quale sono presenti specifici dispositivi di sicurezza il cui intervento può dar luogo a scarichi prevalentemente convogliati.

La circolazione dell'acqua di raffreddamento viene garantita dalla disponibilità di energia elettrica di produzione interna ed esterna, separate ma intercambiabili.

Mancanza aria strumenti

L'aria strumenti è normalmente fornita agli impianti mediante un collettore proveniente dalla rete di stabilimento, alimentata tramite tre compressori, azionati da motore elettrico, di cui uno in riserva.

Le caratteristiche dei tre compressori (il terzo di riserva) sono le seguenti:

COMITATO DEI CITTADINI RESIDENTI A VILLANOVA - FALCONARA
[Associazione di volontariato per la difesa dell'ambiente e della qualità della vita]
c/o Calcina Loris, via M. Quadrio n. 16

Falconara, 14 Giugno 2002



COMUNE DI FALCONARA M.M.A.
Consegnato a mano

8 GIU. 2002

Al Sig. Presidente della Giunta della Regione Marche;
Sig. Presidente della Giunta della Provincia di Ancona;
Sig. Sindaco del Comune di Falconara;
Sig. Assessore all'Ambiente della Regione Marche;
Sig. Assessore alla Sanità della Regione Marche;
Sig. Assessore all'Ambiente della Provincia di Ancona;
ARPA delle Marche;
e p.c. Sig. Prefetto di Ancona

Oggetto: segnalazione rumore ed esalazioni provenienti dalla torcia della centrale IGCC della Soc. API con conseguente disturbo e disagio provocato nella popolazione residente.

11 Giugno 2002: alle ore 20,15 circa un forte rumore simile al motore di un aereo tipo jet, udibile all'interno delle abitazioni a finestre chiuse, con chiara provenienza dal comprensorio della raffineria API, ha bruscamente interrotto la quiete e la serenità dei residenti del quartiere.

Come constatato visivamente, il rumore è stato accompagnato da una fiamma altissima e di colore chiaro della torcia della centrale IGCC. In rapida successione è stato constatato dapprima un abbassamento della tensione elettrica all'interno delle abitazioni e poi il cambiamento di colore della fiamma della torcia che ha virato all'arancione rimanendo sempre altissima. Dal momento del cambiamento del colore una densa colonna di fumo nero si è innalzata dalla torcia stessa formando una nube molto ampia.

Alcuni residenti hanno accusato fenomeni di bruciori alla gola. Alle ore 21,30 il denso fumo nero determinato dalla torcia ha iniziato progressivamente a decrescere.

Inoltre, dalle ore 22,15 alle ore 22,40 circa, è stato avvertito anche all'interno delle abitazioni, specialmente quelle poste ai piani alti, a finestre chiuse, un forte rumore, intermittente, sempre simile al motore di un aereo tipo jet e chiaramente proveniente dagli impianti del comprensorio API.

Considerate le ennesime situazioni di inquinamento acustico ed atmosferico lesive della salute pubblica, determinate dall'attività della centrale elettrica IGCC e considerato che le stesse situazioni confermano ancora una volta sulla pelle dei cittadini la intollerabile vicinanza dell'impianto gli scriventi richiamano quanti in indirizzo, ognuno per le proprie competenze, ad **adottare urgentemente provvedimenti a tutela della salute pubblica.**

Inoltre chiediamo a quanti in indirizzo, ad ognuno per le rispettive competenze:

- copia dei rilievi fonometrici relativi all'episodio segnalato;
- copia dei dati validati delle ricadute dei seguenti agenti inquinanti diffusisi con la densa colonna di fumo sprigionatasi dalla combustione in torcia: SO₂ - NMHC - H₂S - PM10 ;
- distanze di ricaduta della ampia nube determinata dalla densa colonna di fumo ;
- una valutazione dei rischi per la salute conseguenti sia alla diffusione delle sostanze inquinanti che all'innalzamento dei livelli di rumorosità sommati ai ripetuti episodi acuti segnalati.

In attesa di un sollecito riscontro anche ai sensi dell'art. 328 c.p. comma 2 così come modificato dalla Legge n. 86 del 26/4/1990, porgiamo distinti saluti.

La Commissione esecutiva
Angelo Giulotti
Antonio Corbelli
Alfredo Campelli

ARPAM

Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale delle Marche

Dipartimento Provinciale di Ancona – Servizio Aria

Via C.Colombo n.106 - 60127 Ancona

Tel. 071/28732743- Fax 071/28732742

E-mail – ariaan@ambiente.marche.it

Prot.n. 1487/SA

Ancona li, 18 GIU 2002

Al Prefetto di
Ancona

Al Sindaco del Comune di
Falconara

Al Responsabile Ufficio
Ambiente Comune di Falconara

Al Direttore Generale
ARPAM

Al Direttore Dipartimento Provinciale ARPAM di Ancona
Sede

All'Assessore dell'Ambiente
Regione Marche

Al Responsabile Servizio Tutela e Risanamento Ambientale
Regione Marche

All'Assessore alla Tutela dell'Ambiente
Provincia di Ancona

Al Responsabile Area Tutela dell'Ambiente
Provincia di Ancona

Al Dirigente del Servizio Impiantistica Regionale
Sede.

Al Dirigente del Servizio Rifiuti, Suolo
Sede.

Al Dirigente del Servizio Rumore e Radiazioni Regionale
Sede.

Alla Raffineria API di
Falconara



All' Associazione " Comitato del Quartiere Fiumesino"- Falconara
C/o Budini Franco via Conventino n. 28
Falconara

Oggetto: Raffineria API- interruzione di erogazione di energia elettrica del 11/06/02.

A proseguo del verbale dell'ispezione del 11/06/02 effettuata dal Servizio Rifiuti e Suolo del Dipartimento Provinciale di Ancona, intervenuti alle ore 21,00, insieme al Dirigente del Servizio Impiantistica Regionale, questo Servizio ha effettuato un nuovo sopralluogo conoscitivo, per quanto di competenza, presso la Raffineria Api di Falconara, in data 13/02/02.

La Raffineria ha dichiarato che nella giornata dell' 11/06/02 alle ore 20,00 circa si è verificata un'interruzione nell'erogazione di energia elettrica da parte dell' ENEL. ←

Come da procedura, in tale situazione l'alimentazione elettrica si chiude ad isola e le utenze elettriche vengono garantite direttamente dalla turbina a gas che era in fase di avviamento. In tale assetto, per problemi non noti, che sono oggetto di analisi da parte della Direzione Aziendale, si è verificato un'interruzione nell'erogazione di energia elettrica che ha determinato il blocco dei forni di raffineria e conseguente invio in torcia degli idrocarburi leggeri contenuti negli impianti.

La fumosità della torcia non è stata ridotta mediante invio di vapore per non sguarnire, in questa situazione, le varie utenze degli impianti. Il fenomeno di fumosità della torcia è durato circa due ore considerando anche il riavvio dei forni.

→ L' interruzione nell' erogazione di energia elettrica ha interessato anche le stazioni della rete di rilevamento della qualità dell'aria della Provincia di Ancona, infatti nel periodo di riferimento le stazioni fisse di controllo della Raffineria, Falconara Acquedotto, Falconara Alta e Falconara Scuola non hanno acquisito dati. Pertanto non è stato possibile verificare l' eventuale impatto sull'atmosfera. Anche la stazione di Chiaravalle2, dove è presente la stazione meteorologica, è stata interessata dalle ore 20,00 dal blackout elettrico.

Comunque dal trend della direzione dei venti, verificabile dal grafico, si può ipotizzare una situazione anemologica caratterizzata da venti di bassa intensità (< 2 m/sec) con provenienza dal settore SE e quindi da terra verso mare.

In data 13/06/2002 è pervenuto a questo Servizio la nota dell' Associazione " Comitato del Quartiere Fiumesino"- Ancona, avente per oggetto: Raffineria API- Sibili e rumori-Fiamma alta, del 11/06/02.

Distinti saluti.

Si allega:

- verbale n° 50GM/2002 del 11/6/02;
- verbale n°21/FF/2002 del 13/6/02;
- grafici direzione del vento;
- nota dell' Associazione " Comitato del Quartiere Fiumesino"- Falconara.

PEPITO CHIMICO
FABRETTI MAURO

Il Responsabile Servizio Aria
Dott. Walter Vignaroli

ARPAM - Dipartimento Provinciale di Ancona

SERVIZIO ARIA

Via C. Colombo 106 - 60127 ANCONA

Tel. 071 28732732 - Fax 071 28732742

VERBALE N. 24/FF, 2002 Pag. 1

| | |
|---|--|
| Ragione Sociale | Oggi <u>13/6/02</u> Alle ore <u>9,30</u> |
| <u>Rapi Raffineria di Ancona S.p.A.</u> Falconara M. - Via Flaminia, 685 | I sottoscritti <u>DOTT. W. VIGNARDI E P. CAIARZO M. FABBICETTI</u> |
| Responsabile | Si sono presentati presso |
| Cognome <u>BELLUCCI</u> | <u>LA RAFFINERIA API</u> |
| Nome <u>FRANCO</u> | |
| Nato a <u>CASANA IL 10/5/48</u> | Sita nel comune di <u>FALCONARA</u> |
| Residente <u>ANCONA</u> | Via <u>FLAMINIA 685</u> |
| Via <u>DE BOSIS</u> | Gestito dalle persone a fianco indicate e, data conoscenza del motivo della visita, hanno effettuato una ispezione |
| Presente all'ispezione | <u>CONOSCITIVA PER QUANTO DI COMPETENZA</u> |
| Cognome <u>CAIARZO</u> | |
| Nome <u>LUIGI</u> | |
| Nato a <u>NAPOLI 8/1/55</u> | |
| Residente <u>FALCONARA</u> | |
| Via <u>EMILIA 1</u> | Tipo di attività lavorativa |
| Qualifica | <u>RAFFINERIA DI PETROLIO</u> |
| <u>RESPONSABILE AMBIENTALE</u> | |

A PRASBUO DEL VERBALE N° 50 CM/2002 DEL 11/6/02 E' STATO EFFETTUATO UN NUOVO SOPRALLUOGO CONOSITIVO. LA RAFFINERIA HA DICHIARATO CHE NELLA GIORNATA DELL' 11/06/02 ALLE ORE 20.00 CIRCA SI E' VERIFICATA UN INTERRUZIONE NELL'EROGAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA PARTE DELL' ENEL, COME DA PROCEDURA, IN TALE SITUAZIONE ~~LA~~ L'ALIMENTAZIONE SI CHIUSSE AD ISOLA E LE UTENZE ELETTRICHE VENGONO GARANTITE DIRETTAMENTE DALLA TURBINA A GAS CHE ERA IN FASE DI AVVIAMENTO. IN TALE ASSETTO PER PROBLEMI NON NOTI CHE SONO OGGETTO DI ANALISI DA PARTE DELLA DIREZIONE AZIENDALE SI E' VERIFICATO UN INTERRUZIONE NELL'EROGAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA CHE HA DETERMINATO IL BLOCCO DEI FORNI DI RAFFINERIA E CONSEGUENTE INVIO IN TORCIA DEGLI IDROCARBURI LEGGERI CONTENUTI NEGLI IMPIANTI. LA FUMOSITA' DELLA TORCIA NON E' STATA RIDOTTA MEDIANTE INVIO DI VAPORE PER NON SUBVANNIRE IN QUELLA SITUAZIONE, LE VARIE UTENZE DEGLI IMPIANTI. IL FENOMENO COMPLESSIVAMENTE DI FUMOSITA' DELLA TORCIA E' DURATO CIRCA DUE ORE CONSIDERANDO ANCHE IL RIAVVIO DEGLI IMPIANTI.

Si avvisa le parti presenti che l'analisi chimica dei campioni oggi prelevati avrà inizio il giorno alle ore presso il Servizio Aria del Dipartimento Provinciale di Ancona ARPAM Via Cristoforo Colombo n. 106 (An).

Si fa presente che è facoltà delle parti assistere o far assistere un suo incaricato purché munito di delega scritta. Il presente verbale è stato redatto in tre copie una delle quali viene consegnata al sig. CAIARZO LUIGI che ha firmato dopo fattagliene lettura.

In conformità si sottoscrive

LA DITTA
Rapi Raffineria di Ancona S.p.A.

I VERBALIZZANTI
[Signature]
Fur

Tiratura please Ancona - MICRODOT REV 0

COMITATO DEI CITTADINI RESIDENTI A VILLANOVA - FALCONARA
Associazione di volontariato per la tutela dell'ambiente e della qualità della vita
c/o Sig. Calcina Loris, via M. Quadrio n. 16

Falconara, 09 Aprile 2003

COMUNE DI FALCONARA M.M.
Consegnato a mano

10 APR 2003

Al Sig. Presidente della Regione Marche;
Al Sig. Presidente della Provincia di Ancona
Al Sig. Sindaco del Comune di Falconara;
Al Sig. Assessore all'Ambiente della Regione Marche;
Al Sig. Assessore alla Sanità della Regione Marche;
Al Sig. Assessore all'Ambiente della Provincia di Ancona;
Al Sig. Assessore all'Ambiente del Comune di Falconara;
Alla Spett. ARPAM: Area rumore

Area Inquinamento atmosferico.

e p.c. Al Sig. Prefetto di Ancona.

Oggetto: report delle situazioni di inquinamento acustico ed atmosferico.
Periodo: 23 Gennaio 2003 - 4 Aprile 2003.

23 Gennaio 2003: dalle ore 18,45 circa alle ore 20,00 olezzo di idrocarburi misto a zolfo in coincidenza con forte vento avente direzione Senigallia - Ancona.

24 Gennaio 2003: alle ore 02,30 circa alcuni residenti di via M. Quadrio sono stati svegliati dal puzzo di zolfo, che si era introdotto all'interno delle abitazioni sospinto dal vento che spirava con direzione Senigallia - Ancona.

27 Gennaio 2003: dalle ore 21,00 un forte rumore di impianto, empiricamente proveniente dalla centrale IGCC dell'API, era percepibile anche all'interno delle abitazioni poste ai piani alti. Il rumore si è attenuato verso le ore 23,30.

07 Febbraio 2003: alle ore 10,00 circa si è diffuso nel quartiere un acre odore di zolfo in concomitanza con il vento avente direzione Senigallia - Ancona. Molti residenti hanno dovuto rinunciare ad aprire le finestre delle proprie abitazioni.

15 Febbraio 2003: alle ore 20,30 un rumore simile ad un sibilo proveniva dal compresorio API di Falconara. Il sibilo era udibile anche all'interno delle abitazioni.

Alle ore 21,15 circa un forte rumore, cupo, con provenienza dalla torcia della centrale IGCC, era udibile anche all'interno delle abitazioni, specialmente quelle poste ai piani alti. Nell'occasione l'altissima fiamma della torcia era di colore rosso.

16 Febbraio 2003: alle ore 02,45 circa un forte rumore di impianto, empiricamente proveniente dalla centrale elettrica IGCC, era perfettamente udibile anche all'interno delle abitazioni poste ai piani alti.

Alle ore 13,00 la fiamma della torcia della centrale IGCC si è ingrossata notevolmente assumendo una colorazione azzurrognola. Forte rumore cupo tipico di una fiamma altissima e potente.

03 Marzo 2003: alle ore 23,00 circa un forte odore di zolfo si è diffuso nel quartiere.

04 Marzo 2003: dalle ore 21,00 circa alle ore 22,00 circa si è diffusa nel quartiere un forte puzzo di zolfo.

07 Marzo 2003: dalle ore 21,00 circa un forte rumore di impianto proveniente dal compresorio API, empiricamente dalla centrale elettrica IGCC, è stato udito nel quartiere.

08 Marzo 2003: tra le ore 20,00 e le 21,00 circa un forte rumore di impianto proveniente dal compresorio API, empiricamente dalla centrale elettrica IGCC, è stato udito nel quartiere, udibile all'interno delle abitazioni poste ai piani alti.

08 Marzo 2003: tra le ore 20,00 e le 21,00 circa si è diffuso nel quartiere un forte olezzo di zolfo con chiare ondate di puzzo di uova marce/aglio.

29 Marzo 2003: alle ore 10,45 forte rumore proveniente dalla torcia a mare con contestuale, notevole innalzamento della fiamma. Rumore udibile all'interno delle abitazioni con finestre chiuse.

31 Marzo 2003: alle ore 21,10 circa si è registrato un abbassamento dell'energia elettrica in molte abitazioni del quartiere Villanova, di Fiumesino e di Falconara Centro. Contemporaneamente si è avvertito come un botto e, usciti all'esterno delle abitazioni, si è osservata la fiamma altissima della torcia a mare e una notevole quantità di vapore (?) dalla sommità della struttura a parallelepipedo rettangolo di colore bianco e rosso della centrale IGCC.

04 Aprile 2003: dalle ore 18,00 circa fino alle ore 19,30 circa, nel quartiere Villanova è stata avvertita una puzza di zolfo con vampate di puzzo di uova marce.

In relazione a quanto segnalato si chiede a quanti in indirizzo, ciascuno per le proprie competenze, dati puntuali e medie orarie relativamente ai seguenti inquinanti:

Idrocarburi non Metanici - H₂S - SO₂ - PM10 - PM2,5.

In relazione al rumore si richiedono i dati ad eventuali misurazioni effettuate con strumentazione fissa già installata in loco.

In relazione all'evento del 31 Marzo 2003 si richiedono spiegazioni tecniche ed eventuali dati ricavati dall'analisi dell'evento stesso.

In relazione alle conseguenze sulla salute si richiede una valutazione sulla continua esposizione ad un inquinamento acustico caratterizzato sia da cronicità sia da eventi rumorosi improvvisi.

Infine si richiede una valutazione rispetto ai rischi per la salute relativamente all'esposizione ad esalazioni di H₂S, ormai più volte segnalate.

nell'attesa di un cortese riscontro anche ai sensi dell'art. 328 c.p., comma 2, così come modificato dalla Legge 26/4/90 n°86,

cogliamo l'occasione per porgere distinti saluti.

X la Commissione esecutiva
dell'Associazione

Luigi Lodi
Stefano...



AGENZIA
REGIONALE
PER LA PROTEZIONE
AMBIENTALE
DELLE MARCHE

potessero aver provocato i disturbi sonori lamentati e di fornire informazioni in merito anche mediante copia del registro delle operazioni di raffineria relativa agli episodi segnalati.

Questo Servizio Radiazioni/Rumore è stato impossibilitato ad eseguire misure fonometriche specifiche a tali segnalazioni dal momento che gli episodi lamentati erano di carattere transitorio e quindi non più riscontrabili alla data in cui sono stati notificati a questo Servizio dai Comitati in indirizzo.

Per quel che concerne le segnalazioni in oggetto, la dirigenza della Raffineria API ha inviato le informazioni richieste, pervenute a questo Servizio Radiazioni/Rumore in data 06/05/03 n. prot. 3097/SRR/R/1004, fornendo copia del registro delle operazioni di raffineria.

Dall'esame delle informazioni contenute nel registro delle operazioni di raffineria, relativamente agli episodi rumorosi è risultato quanto segue:

- in data 27/01/03 dalle ore 15:00, a causa di una perdita da una saldatura di un'autobotte, si è reso necessario eseguire operazioni di scarico alla torcia GPL del combustibile contenuto nell'autobotte, pertanto il rumore avvertito dai cittadini era dovuto a tale evento anomalo;
- in data 15/02/03, in seguito ad operazioni di riavviamento della turbina a gas, alimentata dapprima a gasolio, e alla successiva riaccensione dei gassificatori, nel pomeriggio iniziava la produzione di syngas, che veniva mandato in torcia, prima di essere, a regime, inviato alla turbina a gas. Quest'ultima è stata avviata alle 21:15. I rumori avvertiti nella serata sono quindi riconducibili alle operazioni di riavvio e messa a regime dei gassificatori e della turbina a gas;
- in data 16/02/2003, ad ultimazione della fase di riavvio iniziata il 15/02, durante il turno di notte, è stata riattivata anche la turbina a vapore, ed è stato eseguito il riscaldamento di uno dei due gassificatori: tali operazioni hanno provocato il rumore avvertito dai cittadini dalle ore 02.45 circa. L'innalzamento della fiamma ed il rumore rilevati intorno alle ore 13:00 dai cittadini va ricondotta al fatto che verso le ore 12:15 la centrale ha incrementato la produzione di syngas;
- in data 29/03/2003 nel corso della mattinata si sono svolte le fasi di riavvio della turbina a gas, passata dall'alimentazione a gasolio a quella a syngas, e della turbina a vapore; tali operazioni hanno prodotto il rumore avvertito ai cittadini e l'innalzamento della fiamma della torcia a mare;
- in data 31/03/2003 alle ore 21 si è verificato un guasto ad un trasformatore all'alimentazione elettrica alla raffineria che ha causato la fermata di una serie di impianti. Le operazioni di riavvio si sono concluse a tarda notte.

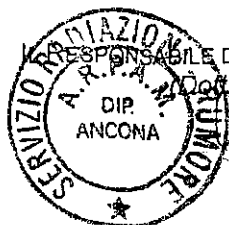
In merito alle altre date (7, 8, 16 marzo), citate negli esposti dei Comitati cittadini, dal registro delle operazioni di raffineria non risultano episodi anomali avvenuti che possano aver provocato emissioni di rumore.

Per quanto attiene alla valutazione dei rischi per la salute dei cittadini derivanti da shock acustici, si precisa che l'ente preposto a tali valutazioni sanitarie è l'Azienda Sanitaria Locale competente per il territorio.

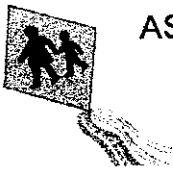
E' utile, inoltre, ricordare che la realizzazione di un sistema di monitoraggio integrato in continuo dell'inquinamento acustico, oggetto di un accordo di programma, sottoscritto da questa Agenzia con la Regione Marche, la Provincia di Ancona, l'Ente Aeroportuale e i Comuni di Falconara e Chiaravalle, costituirà il punto di partenza decisivo ed indispensabile per la registrazione e la successiva valutazione in tempo reale di tali episodi rumorosi, che, benché di durata limitata, risultano altamente disturbanti per i residenti dei Quartieri di Villanova e Fiumesino.

Si rimane a disposizione per ogni ulteriore chiarimento in merito all'oggetto.

Distinti saluti.



Dot.ssa Miri Lombardi
M. Lombardi



ASSOCIAZIONE COMITATO QUARTIERE VILLANOVA – FALCONARA M.

Associazione di volontariato per la tutela dell'ambiente e della qualità della vita
Via Campanella n. 2 (ex Scuola Elem. Lorenzini) Falconara M.ma (AN)

Falconara M.ma, 30/1/2006 – ore 21,00

URGENTE

Ill. mo Sp. PREFETTO DI ANCONA

Egr. Sig. Sindaco del Comune di Falconara M.ma;
Egr. Assessore Ambiente Regione Marche;
Egr. Assessore Ambiente Provincia Ancona;
Egr. Assessore Ambiente Comune di Falconara;
Egr. Direttore Generale ARPA Marche;
Egr. Direttore Dipartimento Ancona ARPAM;
Egr. Sig. Comandante dei VV.FF. di Ancona

Oggetto: esalazioni di idrocarburi. Segnalazione. Richiesta informazioni.

Con la presente segnaliamo che per tutta la giornata odierna, ed in particolare nel pomeriggio, sera ed in questo momento, un pesante e disgustoso odore di idrocarburi (simile a gasolio) ha interessato e sta interessando Falconara M.ma (quartieri Villanova, Centro e Palombina Vecchia) e Collemarino di Ancona.

In serata residenti dei vari quartieri hanno interessato del problema il Centro Emergenze del Comune di Falconara (800122212), i Carabinieri (112) ed i Vigili del Fuoco di Ancona (115).

In relazione a quanto segnalato la scrivente Associazione

Chiede cortesemente

a quanti in indirizzo, a ciascuno secondo le rispettive competenze, informazioni relativamente a:

- natura e livelli delle esalazioni diffuse;
- cause tecniche all'origine delle esalazioni diffuse.

Fiduciosi in un cortese riscontro nei termini di Legge, si ringrazia per l'attenzione e si inviano distinti saluti.

Il Presidente dell'Associazione

Loris Calcina

ASSOCIAZIONE COMITATO QUARTIERE VILLANOVA - FALCONARA M.

Associazione di volontariato per la tutela dell'ambiente e della qualità della vita
via Campanella n. 2 (ex Scuola Elem. Lorenzini) Falconara M.ma (AN)

Falconara M.ma 18/7/2006

Egr. Assessore Ambiente Regione Marche;
Egr. Assessore Ambiente Provincia Ancona;
Egr. Assessore Ambiente Comune di Falconara;
Egr. Direttore Generale ARPA Marche;
Egr. Direttore Dipartimento Ancona ARPAM;
Egr. Responsabile Settore Impiantistica Dip. Ancona ARPAM;
Egr. Responsabile Settore Aria Dip. Ancona ARPAM.

Oggetto: Segnalazione probabili anomalie centrale IGCC dell'API. Richiesta informazioni.

Alle ore 20,50 del 14 Luglio 2006 - dalla torre della centrale elettrica IGCC dell'API si è levato un denso ed alto "pennello" di fumo biancastro accompagnato da un sibilo avvertito dalla popolazione. In rapida successione dalla torcia a mare si sono levate alte fiamme ed un densissimo fumo nero che ha progressivamente lasciato il posto ad una maleodorante scia giallastra (presumibilmente prodotti solforosi e/o solforati).

All'esaurirsi del fenomeno del sibilo proveniente dalla torre della centrale IGCC dell'API, si è sostituito un cupo rumore di fondo avvertibile soprattutto ai piani alti delle abitazioni.

In considerazione di quanto esposto la scrivente associazione

chiede cortesemente

a quanti in indirizzo, a ciascuno secondo le rispettive competenze, informazioni relativamente a:

- natura e livelli delle esalazioni diffuse;
- cause tecniche all'origine dell'evento e delle esalazioni diffuse.

Fiduciosi in un cortese riscontro nei termini di Legge, si ringrazia per l'attenzione e si inviano distinti saluti.

Il presidente dell'associazione
Loris Calcina





ARPAM

AGENZIA REGIONALE
PER LA PROTEZIONE AMBIENTALE
DELLE MARCHE

DIPARTIMENTO PROVINCIALE DI ANCONA
Via C. Colombo 106 - 60100 Ancona
Tel. 071/28732713 - 4 - Fax 071/28732715
Cod. Fisc. / P.IVA: 01588450427
e-mail: arpam.dipartimento@ambiente.marche.it
<http://www.warpa.marche.it>

SERVIZIO AMBIENTI VITA /LAVORO - SERVIZIO IMPIANTISTICA REGIONALE
Via Colombo 106 Ancona

e-mail: impiantistica.regionale@ambiente.marche.it

Prot. n. 15604/SIR/2469

Ancona, li 11 AGO 2006

- A Associazione Comitato Quartiere
Villanova
C/o Calcina Loris
Via M. Quadrio, 16
60015 - Falconara M.ma (AN)
- E p.c. Al Sig. Prefetto di Ancona
Piazza del Plebiscito, 1
60100 Ancona
- Alla Regione Marche
Dirigente Servizio Ambiente e Difesa del
Suolo
Via Tiziano, 44
60100 - Ancona
- Alla Provincia di Ancona
Assessore all'Ambiente
Via Menicucci Lodovico, 1
60121 - Ancona
- Al Comune di Falconara M.ma
60015 Falconara (AN)
- Sindaco
- Assessore Ambiente
- Alla ASUR - Zona territoriale n. 7
Direttore Dipartimento di Prevenzione
Via C. Colombo, 106
60127 - Ancona
- Ai Responsabili di Servizio del
Dipartimento di Ancona
- Al Direttore Generale ARPAM

OGGETTO: Fermata impianto IGCC del 14/07/2006



ARPAM

AGENZIA REGIONALE
PER LA PROTEZIONE AMBIENTALE
DELLE MARCHE

DIPARTIMENTO PROVINCIALE DI ANCONA
Via C. Colombo 106 - 60100 Ancona
Tel. 071/28732713 - 4 - Fax 071/28732715
Cod. Fisc. / P.IVA: 01588450427
e-mail: arpam.dipartimento@ambiente.marche.it
<http://www.warpa.marche.it>

In riferimento alla nota pervenuta in data 18/07/2006 da parte dell'Associazione Comitato Quartiere Villanova di Falconara Marittima in merito all'evento in oggetto ed in ottemperanza alla disposizione 14647/DIR/1353, si relaziona quanto segue:

In data 14/07/2006 alle ore 20.45 si è verificato il blocco dell'impianto IGCC della Raffineria API di Ancona.

A seguito delle informazioni ed all'esame della documentazione acquisita da questo Servizio, per ciò che concerne la natura ed i livelli delle esalazioni diffuse si fa riferimento a quanto relazionato dal Servizio Aria di questo Dipartimento ARPAM in base a cui le stazioni della Rete di Rilevamento della Qualità dell'Aria (RRQA) della Provincia di Ancona, nella giornata in oggetto, non hanno evidenziato aumenti significativi delle concentrazioni degli inquinanti.

Il blocco dell'impianto IGCC non si è verificato a seguito di un intervento programmato, ma a seguito dell'apertura dell'interruttore (esclusione della alimentazione di energia elettrica) del motore del compressore BLAC, per cause da verificare.

Il compressore BLAC provvede a rifornire di aria l'unità ASU che opera il frazionamento dell'aria ed alimenta i gassificatori con ossigeno.

Non potendo esistere, per motivi di sicurezza, un sistema di stoccaggio e polmonazione dell'ossigeno che separi l'impianto ASU dalla gassificazione, la fermata della linea di alimentazione dell'ASU provoca il blocco dei gassificatori, quindi della Gas Turbine e Steam Turbine e a seguire dell'intero impianto.

La fermata dell'impianto IGCC è avvenuta secondo le normali procedure di messa in sicurezza. Il sibilo avvertito dalla popolazione è dovuto all'entrata in funzione delle valvole di sicurezza.

In seguito alla fermata dei gassificatori è arrivato un carico maggiore in torcia che ha provocato incremento di visibilità e fumosità.

Quindi la messa in sicurezza e la compartimentazione dell'impianto a mezzo di valvole automatiche di chiusura ha probabilmente provocato delle oscillazioni "fisiologiche" nelle tubazioni caratterizzate da vibrazioni a bassa frequenza, avvertibili dall'esterno come "rumore cupo".



ARPAM
AGENZIA REGIONALE
PER LA PROTEZIONE AMBIENTALE
DELLE MARCHE

DIPARTIMENTO PROVINCIALE DI ANCONA
Via C. Colombo 106 - 60100 Ancona
Tel. 071/28732713 - 4 - Fax 071/28732715
Cod. Fisc. / P.IVA: 01588450427
e-mail: arpam.dipartimentoancona@ambiente.marche.it
<http://www.warpa.marche.it>

Alle ore 02.20 del 15/07/2006 sono iniziate le operazioni di riavviamento del compressore BLAC e a seguire dei gassificatori R 8001/1 e successivamente del R 8001/2.

A disposizione per ulteriori chiarimenti

Cordiali saluti

A. A.

L. B.

IL RESPONSABILE DEL SERVIZIO
Dott. Donatino D'Elia



ASSOCIAZIONE COMITATO QUARTIERE VILLANOVA – FALCONARA M.

Associazione di volontariato per la tutela dell'ambiente e della qualità della vita
via F. Campanella n. 2 (ex Scuola Elem. Lorenzini) Falconara M.ma (AN)

Falconara M.ma, 30 Gennaio 2007

Al Sig. Prefetto di Ancona
Al Sig. Presidente della Regione Marche
Al Sig. Presidente della Provincia di Ancona
Al Sig. Sindaco del Comune di Falconara
Al Sig. Assessore all'Ambiente della Regione Marche
Al Sig. Assessore all'Ambiente della Provincia di Ancona
Al Sig. Assessore all'Ambiente del Comune di Falconara

Oggetto: segnalazione e richiesta informazioni relativa ad incidente presso impianti raffineria API del 29 Gennaio 2007.

Con la presente per segnalare a quanti in indirizzo che in data **29 Gennaio 2007**, dalle ore 11,05 alle ore 11,30 circa un denso fumo nero si è levato dalla base degli impianti della raffineria API di Falconara. Il fatto è stato osservato con molta apprensione da moltissimi residenti nei quartieri Villanova e Fiumesino. Stante la brezza spirante con direzione mare – terra, nel quartiere Fiumesino si sono diffusi parte dei fumi acri, pungenti ed insopportabili sprigionatisi dagli impianti. La scrivente associazione ha immediatamente allertato – via telefono - il Centro Emergenze del Comune di Falconara M.ma il quale, fino a quel momento, non era stato avvertito dell'evento in corso.

Lo stesso Servizio del Comune di Falconara M.ma, in poche decine di minuti, ha reperito informazioni presso la raffineria API e ci ha informati che vi era stato un principio di incendio presso l'impianto Vacuum 1 della raffineria.

In relazione a quanto segnalato ed appreso si chiede cortesemente a quanti in indirizzo, ciascuno per le proprie competenze, informazioni su:

- L'impianto di raffineria coinvolto e le motivazioni tecniche dell'evento;
- L'esistenza o meno di feriti e/o intossicati tra gli addetti della raffineria;
- Le caratteristiche dei o del prodotto petrolifero coinvolto nel principio di incendio;
- dati puntuali e medie orarie relativamente ai seguenti inquinanti: Idrocarburi non Metanici - H₂S - SO₂ - PM₁₀ - PM_{2,5} - Benzene.

Inoltre, si chiede cortesemente informazioni riguardo alla necessaria attivazione, da parte della Soc. API, della procedura di allertamento degli Enti ed Autorità preposte prevista dal P.E.E.

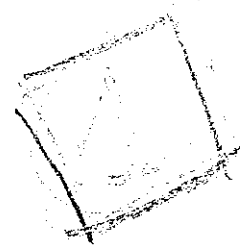
Nell'attesa di un cortese riscontro anche ai sensi dell'art. 328 c.p., comma 2, così come modificato dalla Legge 26/4/90 n°86, cogliamo l'occasione per porgere distinti saluti.

Il Presidente dell' Associazione
Loris Calcina



MODULARIO
I ISPVVF

REGIONE MARCHE
SERVIZIO DIFESA E
RISANAMENTO AMBIENTALE
10 DIC 2002
N° 15098



ANCONA, 12 DIC. 2002

Ministero dell'Interno

DIPARTIMENTO DEI VIGILI DEL FUOCO
DEL SOCCORSO PUBBLICO E DELLA DIFESA
ISPETTORATO REGIONALE MARCHE

CAP. 60125 - Via Marini, 20 - Tel. 071/227511
Telefax: 071/57521 - Telex. ANV 1

- | | | | | |
|------|--|------|---|---|
| Alla | PREFETTURA di ANCONA | All' | A.R.P.A.M. Dipartimento di Ancona V. Colombo ANCONA | |
| Alla | REGIONE MARCHE Servizio Ambiente ANCONA | Alla | CAPITANERIA di PORTO di ANCONA | |
| Alla | PROVINCIA di ANCONA | All' | AUTORITA' PORTUALE di ANCONA | |
| Al | SINDACO del COMUNE di FALCONARA M.ma (AN) | All' | ENTE NAZIONALE AVIAZIONE CIVILE Circoscrizione di Ancona c/o Aeroporto "R. Sanzio" 60020 CASTELFERRETTI (AN) | |
| All' | A.R.P.A.M. Direzione Generale Via Caduti del Lavoro 40 ANCONA | Alla | DIREZIONE AEROPORTUALE CIRCOSCRIZIONALE C/O Aeroporto "R. Sanzio" 60020 CASTELFERRETTI (AN) | |
| Al | COMANDO PROVINCIALE VIGILI DEL FUOCO di ANCONA | p.c. | Al | MINISTERO DELL'INTERNO DIPARTIMENTO DEI VIGILI DEL FUOCO DEL SOCCORSO PUBBLICO E DELLA DIFESA CIVILE DIREZIONE CENTRALE PER LA PREVENZIONE E LA SICUREZZA TECNICA AREA RISCHI INDUSTRIALI ROMA |
| Alla | Ditta API Raffineria Via Flaminia 685 FALCONARA M.ma (AN) | p.c. | Al | MINISTERO DELL'AMBIENTE SERVIZIO INDUSTRIE A RISCHIO Via Colombo 44 ROMA |

Prot. N. 7834... Allegati

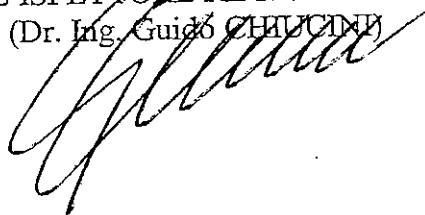
Risposta al Foglio del
Div. Sez. N.

OGGETTO: Verbale Comitato Tecnico Regionale di Prevenzione Incendi del 10.12.2002
Ditta API Raffineria di Falconara (AN) -
Conclusione istruttoria ai sensi del D. Lgs. 334/99
Documentazione presentata ai fini della pianificazione urbanistica e territoriale.

Per opportuna conoscenza e per gli adempimenti di competenza in allegato si trasmette il verbale del C.T.R. Marche del 10.12.2002 relativo all'oggetto.
In particolare dal verbale del C.T.R., di seguito si evidenziano alcuni elementi:

- La Soc. API Raffineria di Ancona S.p.A. dovrà presentare al C.T.R. entro febbraio 2003 il programma di attuazione delle prescrizioni imposte dal C.T.R. stesso con il verbale del 10.12.2002.
- La Soc. API Raffineria di Ancona S.p.A. dovrà presentare alla Autorità competente ai sensi dell'art. 8 c. 6 l'aggiornamento del Rapporto di Sicurezza entro 18 mesi dalla data di conclusione della istruttoria.
- La Provincia di Ancona e il Comune di Falconara potranno dare attuazione, sulla base di quanto concluso dal C.T.R., agli artt. 3 e 4 del D.M. 9.5.2001 (Requisiti minimi di Sicurezza in materia di pianificazione urbanistica e territoriale per le zone interessate da Stabilimenti a Rischio di Incidente Rilevante).
- Il Sig. Prefetto di Ancona potrà procedere, ove necessario, alla revisione del Piano di Emergenza Esterno sulla base delle indicazioni fornite dal Gestore e dal C.T.R. ai sensi dell'art. 20 del D. Lgs. 334/99.
- ENAC e DCA presso l'aeroporto "R. Sanzio" di Falconara valuteranno, per quanto di rispettiva competenza, sulla opportunità e possibilità di far atterrare e decollare il traffico aeroportuale di tipo "leggero" così come evidenziato dal C.T.R.
- La Capitaneria di Porto di Ancona potrà procedere alla Revisione del "Piano Operativo di Pronto Intervento" sulla base degli incidenti ipotizzati dal gestore ed i cui dati verranno riportati su una apposita scheda che verrà successivamente trasmessa da questo Ufficio.

L'ISPETTORE REGIONALE
(Dr. Ing. Guido CHILICINI)



DP/da



COMITATO TECNICO REGIONALE DI PREVENZIONE INCENDI ANCONA

VERBALE RIUNIONE 10 dicembre 2002

OGGETTO: API RAFFINERIA DI ANCONA S.p.a
- Istruttoria del Rapporto di Sicurezza ai sensi del D.Lgs. 334/99.

Oltre ai membri del C.T.R. sono presenti altresì il C.F. Giuseppe Mastroianni della Capitaneria di Porto di Ancona e il Geom. Stefano Santini dell'Autorità Portuale di Ancona.

In data 22 giugno 2001 il CTR aveva deciso di affidare l'esame del rapporto di sicurezza presentato dalla api a gruppi di lavoro che dovevano approfondire ognuno le seguenti tematiche:

1. Sistemi di gestione della sicurezza e coordinamento dei lavori
2. Analisi preliminare individuazione aree critiche
3. Analisi sequenze eventi incidentali, stima delle conseguenze, precauzioni assunte per prevenire gli incidenti rilevanti
4. Serbatoi di stoccaggio, opere a mare, impianti di trattamento e abbattimento, aspetti ambientali
5. Impianti di produzione e sistemi connessi
6. Sistemi di blocco, di rilevamento, vie di fuga, misure contro l'incendio, piani di emergenza.

A conclusione dei lavori di esame della documentazione prodotta da api, ivi comprese numerose integrazioni richieste dai gruppi di lavoro e/o dal CTR, sentite le valutazioni tecniche finali con gli eventuali suggerimenti di prescrizioni integrative scaturite dalle relazioni dai gruppi ed emerse dall'esame delle diverse relazioni, il CTR Marche delibera quanto segue:

1. Sistemi di gestione della sicurezza

Si ritiene che il gestore abbia fornito nel Rapporto di Sicurezza le informazioni richieste in termini sintetici e coerenti.

Poiché in data 28.06.01 è stato effettuato un riscontro esteso e puntuale del SGS da parte della Commissione Ispettiva nominata dal Ministero dell'Ambiente ai sensi del DM 5.11.97, si ritiene opportuno che le osservazioni di maggiore rilievo vengano messe in atto tempestivamente dal Gestore e comunque prima della prossima verifica ispettiva:

- la analisi storica della esperienza operativa ha portato ad evidenziare che hanno contribuito al verificarsi di anomalie ed incidenti alcuni aspetti legati al grado di comprensione di procedure e permessi; pertanto è necessario incrementare costantemente il grado di comprensione di procedure e permessi e la relativa azione di formazione ed informazione sul personale in campo.
- Istituire piani di verifica dei sistemi di blocco ed allertamento del traffico ferroviario.
- Formalizzare, con Ispettorato Vigili del fuoco e Comando Vigili del fuoco di Ancona, un protocollo per l'assistenza professionale, tecnica e strumentale del personale della Raffineria o Consociati in caso di incidenti stradali coinvolgenti autobotti contenenti idrocarburi e/ o altre sostanze pericolose in arrivo e/o in uscita dalla Raffineria.

MANUTENZIONE

Il gestore si deve dotare, ove non già realizzato, di una procedura di controllo delle manutenzioni effettuate, che preveda la comunicazione degli esiti dell'intervento mantenutivi effettuato e la verifica del ripristino della operatività preesistente.

FORMAZIONE

Gli ultimi incidenti avvenuti in Raffineria hanno dimostrato che la attività di formazione seppure effettuata, soprattutto sugli operatori di impianto, non sempre viene effettivamente recepita nel comportamento quotidiano degli operatori; in particolare in situazioni di anomalie, transitori, avviamenti e fermate degli impianti.

Pertanto è necessario che la attività di formazione ed addestramento dovrà essere maggiormente rivolta alle problematiche gestionali ed operative degli impianti, mettendo in evidenza i pericoli ad essi legati e le corrette modalità operative.

Analisi preliminare individuazione aree critiche

L'identificazione delle aree critiche da parte della Società, è stata effettuata applicando il metodo indicizzato di cui all'allegato II del D.P.C.M. 31 marzo 1989 e, relativamente al deposito di GPL interrato, al D.M. 15 maggio 1996, mentre per i serbatoio di liquidi facilmente infiammabili o tossici, al D.M. 20 ottobre 1998.

Trattandosi di circa 200 unità individuate, il gruppo di lavoro incaricato dell'esame della documentazione ha proceduto ad una verifica formale a campione delle valutazioni effettuate dalla Società con metodo ad indici sulle unità ritenute a maggior rischio secondo i criteri suddetti.

Il gruppo di lavoro ha riscontrato una sostanziale correttezza nella elaborazione delle schede di verifica delle unità con il metodo indicizzato di cui all'allegato II del D.P.C.M. 31 marzo 1989 e successivi decreti.

Al fine di consentire una più agevole lettura delle schede del metodo indicizzato, il gestore, nel prossimo Rapporto di sicurezza dovrà:

- esplicitare di volta in volta le motivazioni inerenti le scelte degli indici adottati, in modo da evitare riferimenti continui al complesso Rapporto di Sicurezza generale.
- provvedere alla verifica puntuale di tutti i fattori di rischio, delle compensazioni e motivazioni adottate in modo da correggere, anche alcune inesattezze formali presenti nell'attuale versione del R.d.S.

2. Analisi sequenze eventi incidentali, stima delle conseguenze, precauzioni assunte per prevenire gli incidenti rilevanti

Gli eventi individuati dal Gestore sono i seguenti:

| N. | EVENTO | PROBABILITA' |
|----|---|--|
| 1 | Rilascio idrocarburi all'atmosfera da valvole di sicurezza | 1,7 E -05 |
| 2 | Rilascio di H2S e SO2 dalla torcia acida | <ul style="list-style-type: none"> ▪ H2S : 1,2 E -02 ▪ SO2 : 1,2 E -02 |
| 3 | Rilascio di H2S e SO2 dallo sfiato della vasca zolfo | 1 E -05 |
| 4 | Perdite di GPL in pressione | <ul style="list-style-type: none"> ▪ da flangia: 5,4 E -02 ▪ da picc. tub. 2,5 E-04 ▪ da braccio carico: 5 E-08 |
| | Fireball autocisterna GPL | Trascurabile ai sensi DM 15.5.96 |
| 6 | Incendio di un serbatoio di stoccaggio di prodotti di cat.A a tetto flottante | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Tetto: 1,2 E -03 / 8 E -05 ▪ Bacino: 6 E-04/ 4 E -05 |
| 7 | Perdita di contenimento in un'unita' di processo ad alta pressione | 2 E -02 |
| 8 | Rilascio prodotti tossici dal serbatoio di piombo tetraetile | Non esiste più pb tetraet. |
| 9 | Rilascio syngas da reattore di ossidazione R8001/1 (jet-fire) | 1,9 E -07 |
| 10 | Rilascio prodotto infiammabile dai terminali marittimi | da piattaforma: 1 E -04 / 7/1 E -06 da isola : 5,3 E -09 da pontile: 1 E -02/1 E -06 |
| 11 | Formazione di nube di prodotti della combustione derivante dall'incendio serbatoio di prodotti infiammabili | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Tetto: 2,1 E -06 / 8 E -05 ▪ Bacino: 1,1 E-06 / 4 E -05 |

Durante l'istruttoria, a seguito di specifiche richieste, sono state fornite le seguenti ulteriori informazioni:

| PROBABILITA' DI ACCADIMENTO DI INCIDENTE AEREO IN FASE DI DECOLLO/ATTERRAGGIO | |
|---|-----------|
| VELIVOLI COMMERCIALI | 3,4*10-5 |
| VELIVOLI LEGGERI | 1,52*10-4 |

| PROBABILITA' CHE SI SVILUPPI UN RILASCIO DI PRODOTTO INFIAMMABILE INTERESSANTE LA LINEA FERROVIARIA (top event n. 7): 2,0 * 10 -2 | |
|---|----------------------------------|
| INNESCO FORNITO DAL TRENO (INNESCO DIRETTO) | 4,5*10-3 x 2,0 * 10 -2 = 9 *10-5 |
| INNESCO FORNITO DA IMPIANTI DI RAFFINERIA (INNESCO IN COICIDENZA) | 6.7*10-3 x 2,0*10 -2= 1,3 *10-4 |

Dalla valutazione del rapporto di sicurezza emergono le seguenti osservazioni:

(a) IDENTIFICAZIONE EVENTI INCIDENTALI E STIMA DELLE CONSEGUENZE

In difformita' a quanto previsto dal D.P.C.M. 31.3.89 (all.1 cap.2) e D.Lg.vo 334/99 (art.3 p.to f)), alcuni eventi incidentali, seppur riportati nel Piano di Emergenza Interno e con effetti rilevanti nei confronti di apparecchiature e di eventuali addetti , non sono stati presi in considerazione nel RdS. Il gestore ribadisce che il PEI e' stato sviluppato prendendo in considerazione anche gli eventi incidentali che possono dar luogo ad effetti solo all'interno della Raffineria, mentre e' stato dato un approccio diverso alla selezione degli eventi incidentali da inserire nel RdS

In particolare per quanto riguarda le ipotesi incidentali relative a rilasci di sostanze tossiche, nella prossima stesura del rapporto di sicurezza gli eventi presi in considerazione nel piano di emergenza dovranno essere presi in considerazione anche nella analisi del rischio.

Gli addetti ed in genere chi entra nelle zone potenzialmente coinvolte dai rilasci di sostanze tossiche ipotizzati nel piano di emergenza di raffineria, dovranno essere opportunamente istruiti sui pericoli e dotati di appositi dispositivi di protezione.

Ipotesi 7. Rottura della tubazione di un'unita' di processo ad alta pressione (Unita' 2500,2600,2700,2800,3100,3200,3300)

Tale evento incidentale presenta una probabilita' di accadimento eccessivamente alta (2×10^{-2}), coinvolge l'esterno dello stabilimento, il tracciato ferroviario nonche' la portineria ove risultano posizionate le linee telefoniche dedicate ed il pulsante di emergenza per il blocco ferroviario.

Tra gli effetti si evidenzia il possibile deragliamento del treno, da tenersi in conto nell'ambito del PEE.

Tenuto conto che a fronte di tale evento l'adozione di misure di protezione e' difficilmente attuabile, si ritiene indispensabile che da parte del Gestore vengano individuati ed attuati tutti i possibili interventi finalizzati ad:

- abbassare la frequenza di accadimento delle problematiche procedurali genericamente indicate nel ramo destro dell'albero dei guasti riportato nell'all. 20 del RdS e/o la magnitudo dell'evento incidentale
- proteggere in modo adeguato la portineria nei confronti delle sovrappressioni ipotizzate, con particolare riguardo ai sistemi di gestione delle emergenze ivi dislocati.

(b) INTERAZIONI CON IL TRAFFICO AEREO

I valori delle probabilita' di impatto di aeromobili sono dello stesso ordine di grandezza di altri eventi incidentali riportati nel RdS; tale interazione deve essere presa in debita considerazione, anche per il fatto che tali valori sono direttamente proporzionali al numero delle movimentazioni.

La probabilita' di impatto da parte di velivoli leggeri e' circa 4.5 volte superiore a quella dei velivoli commerciali.

Per quanto sopra si sottoporra' all'attenzione delle autorita' competenti l'opportunita' di far atterrare e decollare il traffico aeroportuale leggero lato Chiaravalle, eventualmente attrezzando strumentalmente sul breve - medio termine la testata 04, fermo restando la normativa in materia di inquinamento da rumore aeroportuale.

(c) SERBATOI DI STOCCAGGIO

A lavori ultimati tutti i serbatoi contenenti liquidi di Cat.A dovranno disporre di rivelatori di incendio ed essere adeguati agli standard di sicurezza previsti dal Gestore per tali tipologie di serbatoi.

Il gestore presenti al CTR il programma di manutenzione dei serbatoi contenenti prodotti di categoria A non ancora adeguati agli standard di sicurezza e controllo adottati per tutti i serbatoi di analoghe caratteristiche in raffineria.

(d) INTERAZIONI CON IL TRAFFICO FERROVIARIO

La probabilità di deragliamento di un treno causato dall'evento incidentale n. 7 risulta dell'ordine di grandezza di $1 E - 04$ occ/anno.

Pertanto, tale evento dovrà essere inserito nel PEE della Raffineria.

Il Gestore ritiene possibile che venga coinvolto un treno di passaggio senza che ci sia stata la possibilità di fermarlo, tenuto conto che il passaggio di un treno è previsto ogni cinque minuti e per l'arresto ne necessitano tre.

Dovrà essere potenziato l'impianto fisso a barriera d'acqua già esistente nel tratto ove gli impianti di processo fronteggiano la linea ferroviaria.

Nel prendere atto della esistenza dell'intesa tra Governo e Regione Marche siglata il 24 ottobre u.s. e della bozza di convenzione tra regione Marche ed RFI ed Anas che prevedono interventi di modifica al tracciato ferroviario e stradale che interessano il tratto antistante gli impianti di raffineria, il C.T.R. ne auspica la realizzazione poichè tali interventi migliorerebbero sensibilmente la attuale situazione in termini di sicurezza.

(e) INSTALLAZIONI MARITTIME (Pontile, Isola, Piattaforma)

Per le installazioni marittime il gestore conferma che le cause che hanno portato a rilasci di sostanze infiammabili sono associate ad urti ed in particolare ad urti tra navi o tra nave e punto di attracco. Tenuto conto di quanto emerge dall'analisi storica e dal metodo ad indici, le procedure operative adottate relativamente alle operazioni di carico e scarico vengano sottoposte ad un sistema di controllo da parte del gestore riguardante l'effettiva applicazione delle stesse, al fine di ridurre la probabilità di collisione tra nave e struttura fissa.

Il gestore ipotizza un massimo sversamento di 490 tonnellate di prodotto a mare a causa della rottura di una manichetta con nave allo scarico presso il pontile o la piattaforma con frequenze comprese tra $10E-4$ e $10E-6$.

In occasione di un incontro del gruppo di lavoro con i tecnici API e della società di consulenza ICARO è stato riferito che i 300 metri di panne galleggianti, disposte lungo il lato perpendicolare alla direzione della corrente, di velocità pari a 20 cm/sec, garantiscono il contenimento di circa 10 mc di greggio per un intervento effettuato entro circa ¼ d'ora.

Il gestore rammenta altresì che le emergenze a mare sono gestite dal "Piano Operativo di pronto intervento locale contro gli inquinamenti marini da idrocarburi ed altre sostanze nocive", rimandando allo stesso per quanto riguarda i mezzi antinquinamento complessivamente disponibili, evidenziando che tutte le responsabilità in termini di direzione, coordinamento e gestione del Piano stesso sono in capo all'Autorità Marittima.

○ → Poiché l'idoneità e la sufficienza dei mezzi di contenimento e recupero adottati dal Gestore in caso di sversamento a mare sono strettamente connessi alla tempistica di attivazione ed intervento nonché alle potenzialità dei mezzi disponibili ed utilizzabili nell'ambito del Piano Operativo di intervento predisposto dall'Autorità Marittima, il CTR, a conclusione della istruttoria informerà la Autorità Marittima sugli incidenti ipotizzati tramite una apposita e dettagliata scheda, al fine di aggiornare nel più breve tempo possibile il "Piano Operativo di pronto intervento" con l'obiettivo generale di mobilitare sistemi organizzativi ed attrezzature tecniche via via più numerose e complesse al crescere della scala di rischio degli incidenti ipotizzati.

(f) EFFETTI DOMINO ED INTERAZIONI CON ALTRI IMPIANTI

Il gestore ha presentato uno studio sviluppato nell'ambito delle "Attività di supporto tecnico per gli adempimenti tecnici relativi alla predisposizione del piano di risanamento ambientale dell'area ad elevato rischio di crisi ambientale di Ancona, Falconara e bassa valle dell'Esino" che, utilizzando condizioni ed ipotesi conservative, e' finalizzato alla individuazione di eventi incidentali che, a seguito di effetti domino, possono avere ripercussioni all'esterno dello stabilimento.

Nello studio vengono confermate le tipologie e le entita' delle criticita' a carico del territorio valutate nel RdS ed individuate migliori atte ad elevare ulteriormente il livello di sicurezza dello stabilimento in quanto finalizzate ad abbassare i valori delle frequenze dei rilasci.

I piu' alti valori delle frequenze di accadimento degli effetti domino risultano dell'ordine di 10^{-5} , e quindi tali da far ritenere bassa la sensibilita' ad effetti domino degli impianti dello stabilimento.

Il lavoro **individua tematiche da approfondire in un possibile sviluppo delle analisi di rischio dello stabilimento** e puo' rappresentare un utile riferimento, seppur con tutte le limitazioni indicate dal Gestore, per una preliminare individuazione degli interventi da predisporre ai fini del conseguimento di un maggiore livello di sicurezza nei confronti degli eventi che impattano all'esterno dello stabilimento.

Per le finalita' derivanti dall'applicazione del D.Lg.vo 334/99, tale metodologia potra' essere applicata nella prossima stesura del rapporto di sicurezza anche per la individuazione degli effetti domino con impatto all'interno dello stabilimento con riferimento ad una campionatura significativa degli eventi di maggiore rilevanza.

Analisi effetti domino da proiezione di frammenti originati da Bleeve

Considerate le apparecchiature che possono dar luogo a Bleeve, la frequenza di accadimento del Bleeve, la possibilita' di impatto da parte del frammento generato dal Bleeve e la valutazione del danno indotto, emerge che rilasci rilevanti finali possono interessare tutte le 134 apparecchiature individuate, seppur con una frequenza di accadimento $<10^{-6}$. Le frequenze piu' elevate si presentano nell'unita' 1800 (Visbreaking), 2100 (nafta splitter), 2800 (isomerizzazione), 3200 (desolforazione, mentre le apparecchiature potenzialmente generanti un bleeve fanno parte, oltre che degli impianti sopraccitati, anche del 2500 (unifining), del 2600 (platformer), del 3300 (desolforazione gasolio) e del 8000 (IGCC).

Interventi proposti al fine di ridurre la probabilita' delle cause dell'evento iniziatore:

- installazione sistema raffreddamento a diluvio per T1801, D2501, T2501, T2801;
- adeguamento dell'isolamento al fuoco di R2801, T2630;
- installazione di valvole di intercettazione azionabili a distanza sull'aspirazione delle pompe P1817, P2801, P3209 e del compressore C2501.

Il CTR condivide le proposte e ne richiede il programma di attuazione.

Analisi effetti domino da proiezione di frammenti originati da esplosione di apparecchiatura

13 sono i serbatoi a tetto fisso e pressione atmosferica potenzialmente soggetti ad esplosione (presenza, per errore operativo o sovrariscaldamento del fluido, di miscele esplosive dovuta a sostanze infiammabili a $T > T_{fp}$ e presenza di aria comburente) e distanti meno di 300 metri dalle 134 apparecchiature "bersaglio"; seppur con una frequenza di accadimento valutata pari a circa 10^{-6} - 10^{-7} , e con probabilita' di impatto del frammento generato dall'esplosione dell'ordine di 10^{-7} - 10^{-8} , tutte le 134 apparecchiature possono essere coinvolte.

Tenuto conto delle frequenze in gioco il Gestore ritiene che le apparecchiature dello stabilimento siano poco sensibili ad effetto domino da esplosione, anche a causa della razionale dislocazione dei serbatoi e relativa distanza dagli impianti produttivi.

Vengono quindi proposti interventi volti a:

- proceduralizzare le verifiche dell'efficienza degli impianti di messa a terra su tutti i tanks a tetto fisso ed elementi connessi;
- installare, previa valutazione dei rischi, arrestatori di fiamma sui vent di tutti i tanks a tetto fisso contenenti gasolio;
- eliminare o intercettare, previa valutazione dei rischi, il serpentino di riscaldamento del TK 402
- inserire allarmi per alta temperatura e sistemi di controllo sulle linee di alimentazione ai serpentini di riscaldamento ove non già presenti, con particolare riferimento sui TI 31230 e 3244 delle linee di gasolio a stoccaggio (TK 327 e TK 328) rispettivamente in uscita da E 3116 e E 3252.

Il CTR condivide le proposte e ne richiede il programma di attuazione.

Analisi effetti domino da pool fire e jet fire

Sono state individuate 14 apparecchiature che, a seguito di pool fire o jet fire originatisi in impianti limitrofi (posti a meno di 20 metri dalle stesse), possono dar luogo a rottura catastrofica con effetti all'esterno dello stabilimento (SS 16 e ferrovia).

Le cinque apparecchiature che presentano le frequenze piu' elevate (10-5) appartengono alle unita' 1800 (visbreaking), 2500 (unifiner), 2800 (isomerizzazione), 3200 (desolforazione 2) e, a seguito degli interventi sottoindicati, la frequenza di accadimento degli eventi si attesta a valori di 10-6:

- installazione di un sistema di raffreddamento a diluvio per T 2501, T2502, D2631 ed eventualmente per T1801, T2801, T3201;
- adeguamento dell'isolamento al fuoco di R2801, T2630;
- installazione di valvole di intercettazione azionabili a distanza sull'aspirazione delle pompe P2508 ed eventualmente per P1817, P2801, P3209.

Peraltro buona parte degli interventi sopraindicati sono già stati presi in considerazione nell'analisi dell'effetto domino da BLEEVE.

Il CTR condivide le proposte e ne richiede il programma di attuazione.

Analisi effetti domino da UVCE

Tenuto conto delle aree circolari in cui la concentrazione della sostanza rilasciata si mantiene a valori superiori al LFL, delle aree effettivamente soggette a sovrappressioni superiori a 0.3 bar con centro nel punto di innesco, della posizione reciproca nonché della posizione dei 15 forni presenti nello stabilimento, 18 apparecchiature possono generare UVCE, mentre 81 sono le apparecchiature (in 11 unita') potenzialmente fonti dei 95 rilasci significativi.

Gli impianti che risultano interessati da un maggior numero di rilasci derivanti da rottura catastrofica o del 50% della tubazione e da valori piu' elevati della frequenza di accadimento (10-5) sono il 2500 (unifining), 2600 (platformer), 2800 (isomerizzazione) ed il 3200 (desolforazione) (tutti ad alta pressione).


Gli effetti di tutti gli scenari coinvolgono la ferrovia (come sovrappressione e rilascio tossico originato dalla 3200), e la SS 16 (solo per sovrappressione) ed hanno effetti all'esterno dello stabilimento per irraggiamenti termici e sovrappressioni.

Pertanto gli eventi soprariportati dovranno essere compresi negli scenari previsti dal PEE ove non già considerati da altre ipotesi incidentali.

Gli impianti contenenti prodotti tossici ad elevate concentrazioni e l'intero impianto IGCC risultano meno esposti a rischio di coinvolgimento in UVCE rispetto agli altri impianti ad alta pressione.

Gli **interventi consigliati**, considerata l'impossibilita' di intervenire sugli impianti al fine di proteggerli nei confronti delle sovrappressioni, sono finalizzati a rendere piu' improbabili le perdite che possono evolvere in UVCE o a limitarne le durate e sono i seguenti:

➤ asservimento della MOV in aspirazione alla pompa P2506 al segnale di rivelazione gas da parte di detector (riduzione del tempo della perdita a 40 sec), con conseguente significativo abbassamento dei valori delle frequenze calcolate;

*  minimizzazione errori umani mediante l'uso esteso delle procedure operative, manutentive e gestionali e soprattutto dei controlli sulla loro corretta applicazione.

Il CTR condivide le proposte e ne richiede il programma di attuazione.

(g) INONDAZIONI

Tenuto conto che la Regione Marche, come comunicato all' Ispett.to Reg.le VV.F. Marche con nota prot. 11221 del 17.9.02, ha recentemente classificato parte dell'area occupata dalla Raffineria ad alto rischio di esondazione, si ritiene che il Gestore nella prossima stesura del rapporto di sicurezza debba necessariamente approfondire l'individuazione delle sequenze incidentali e delle relative conseguenze derivanti dagli eventi esterni in questione.

(h) CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

Tenuto conto delle osservazioni sopra effettuate e del fatto che, anche in relazione agli studi promossi dalla Regione Marche, le conoscenze nel campo della analisi e valutazione dei rischi sono in continua evoluzione, si ritiene opportuno che il Gestore, oltre a mettere in atto le prescrizioni sopra evidenziate nei tempi tecnici strettamente necessari, aggiorni il rapporto di sicurezza, uniformandolo anche a quanto richiesto, in tempi più brevi rispetto ai termini di scadenza di cui all'art. 8 comma 7 del D.Lgs. 334/99 (entro aprile 2005), presentando il documento entro 18 mesi dalla conclusione dell'istruttoria dell'attuale rapporto di sicurezza, anticipando così di circa 10 mesi il termine naturale di scadenza.

(c) PROGRAMMA LA REALIZZAZIONE DI DOPPI FONDI NEI SERBATOI DI STOCCAGGIO E PAVIMENTAZIONE CON MATERIALI IMPERMEABILI DEL FONDO DI TUTTI I BACINI DI CONTENIMENTO:

L'API ha comunicato che la realizzazione di doppi fondi nei serbatoi e la pavimentazione dei bacini saranno realizzati nel corso del programma pluriennale di manutenzione generale dei serbatoi, sulla base di una analisi di rischio del prodotto contenuto nei confronti del suo impatto su suolo e sottosuolo.

(d) SCARICHI DEGLI IMPIANTI, SIA A MARE CHE VERSO IL FIUME.

L'api ha in corso la realizzazione di un monitoraggio delle linee fognarie di stabilimento. Entro 6 mesi dalla data del presente verbale, dovrà essere redatta l'anagrafe del sistema fognario oleoso, introducendo le voci necessarie per l'applicazione della matrice decisionale proposta dal gestore, sia a livello di data base che cartografico. Entro il termine di 5 anni dalla data del presente verbale dovrà essere testato a campione lo stato delle fognature oleose per verificare l'attendibilità della suddetta matrice.

Restano comunque impregiudicati gli adempimenti tecnici amministrativi previsti dal decreto legislativo n° 22/1997, dal DM n°471/1999 e ss. mm.

(e) RISCHI DI INCIDENTE RILEVANTE DI CARATTERE AMBIENTALE SULLE MATRICI SUOLO E SOTTOSUOLO.

La soc. Api ha prodotto una analisi di rischi di incidenti rilevanti per l'ambiente che contiene i dati e le informazioni minime di cui all'allegato II del D.Lgs. 334/99.

Nella analisi sono definite le tipologie di incidente rilevante per l'ambiente che possono, probabilisticamente, interessare con frequenze di accadimento via via minori, la raffineria, e viene specificato che il rilascio complessivo minimo al suolo di prodotti quali benzina, MTBE, greggio o gasolio che può generare un incidente rilevante per l'ambiente è pari a

- ✓ 12,5 tonnellate (incidente minore). Sono state considerate altre due tipologie di incidenti che comportano rilascio rispettivamente da 25 tonnellate (incidente medio) mentre incidente grave viene considerato un rilascio pari ad almeno 100 tonnellate.
- ✓ Le sorgenti dei rilasci possono essere serbatoi, linee (interrate e fuori terra), apparecchiature di processo, accoppiamenti flangiati, aree caricamento e movimentazione ATB.
- ✓ La frequenza di accadimento viene ritenuta credibile se superiore a 1×10^{-6} occ/anno.

Gli incidenti dei quali si è ritenuto necessario valutare le conseguenze sulla base di quanto sopra sono:

- Rotture minori: 3 eventi (rilasci da linee fuori terra di benzina + MTBE, greggio e gasolio)
- Rotture gravi: 3 eventi. (rilasci da linee fuori terra di benzina + MTBE, greggio e gasolio).

Le misure per mitigare gli eventi sono di tipo gestionale e sono riscontrabili nel sistema di gestione integrato di cui la raffineria si è dotata ed è in continua evoluzione e dal sistema di monitoraggio ed ispezione.

(f) VALUTAZIONE DEI RISCHI DI INCIDENTE RILEVANTI PER L'AMBIENTE CHE SI POSSONO GENERARE NEGLI IMPIANTI A MARE (PONTILE, ISOLA, PIATTAFORMA E TORCIA)

Per la parte relativa alla valutazione dei rischi ambientali connessi ai rilasci di prodotto petrolifero dalle installazioni marittime della Raffineria, essendo l'API raffineria di Ancona il punto di arrivo e partenza e quindi cliente e fornitore di gran parte del traffico di navi cisterna per il trasporto di greggio e di prodotti petroliferi nel tratto di costa antistante, il CTR ritiene necessario, anche nell'ottica del recente grave episodio di affondamento di una petroliera al largo della Galizia, che

l'API stessa si renda parte attiva nel permettere l'attracco ai propri terminali soltanto alle cisterne che rispondono agli standard di sicurezza corrispondenti alle migliori tecnologie attualmente consentite, in attesa del pieno recepimento da parte dell'Italia delle direttive europee in proposito.

Il gestore consegna al C.T.R. una memoria datata 7 novembre 2002, peraltro già presentata all'Autorità Portuale di Ancona, con la quale lo stesso si impegna ad utilizzare per l'approvvigionamento e la spedizione di oli minerali unicamente navi che garantiscano contemporaneamente il rispetto della normativa internazionale, comunitaria e nazionale in materia di sicurezza della navigazione e di trasporto delle merci pericolose ivi comprese le attrezzature di carico/scarico dei prodotti a bordo nave, i sistemi di pompaggio e le relative tubazioni. Il C.T.R. prende atto e fa sua la prescrizione, significando che la stessa non intende, allo stato attuale, imporre l'uso esclusivo di unità a doppio scafo.

Si ritiene necessario inoltre che nell'eventualità di sversamenti accidentali di prodotto in mare durante le usuali operazioni di carico/scarico delle navi, l'Api provveda immediatamente all'adozione del "Sistema di pronto intervento" di cui al documento "Studio sugli effetti ambientali dei potenziali incidenti nelle installazioni marittime della raffineria di Falconara M.ma", per rilasci fino a 10 mc. (corrispondente alla quantità di prodotto ordinariamente recuperabile in loco con i mezzi della Raffineria API, come descritto al punto 9.2 "Sistema di pronto intervento") e che, per le acque marine, rappresenta il limite oltre il quale si configura un danno ambientale rilevante sul quale intervenire con procedure d'urgenza in coerenza a quanto indicato al precedente capitolo 3 (e).

Restano impregiudicate le eventuali prescrizioni che l'Autorità Portuale ritenga di proporre, nell'ambito delle proprie competenze, in merito alla applicazione del Decreto del Ministro dell'Ambiente 16 maggio 2001 (Regolamento di attuazione della direttiva 96/82/CE)..

Tutte le modifiche proposte dalla soc. Api, che il CTR condivide e fa proprie, nonché le ulteriori prescrizioni suggerite dal CTR, dovranno costituire occasione di aggiornamento dei rispettivi sistemi e procedure di gestione integrata della sicurezza e dell'ambiente, al fine di garantire, tramite il sistema di gestione, che non si possano verificare spandimenti, seppur lievi, che possano minare la sicurezza o nel loro perdurare creare condizioni di rischio a causa della contaminazione del suolo e delle acque interne e sotterranee.

*Il C.T.R. è consapevole delle condizioni di rischio e delle
problematiche relative alla gestione delle acque
e delle acque interne e sotterranee della Cap. Falconara*

5. Impianti di produzione e sistemi connessi

(a) Resistenza al fuoco delle strutture.

La documentazione relativa alla verifica della situazione attuale del fire proofing fornita dal gestore contiene un elenco di apparecchiature e di strutture dotate di fire proofing ove sono indicati esclusivamente gli spessori e le altezze delle strutture protette, senza alcuna indicazione della tipologia dei materiali protettivi utilizzati e soprattutto dell'effettivo grado di resistenza al fuoco. Pertanto allo stato attuale il gestore non ha fatto conoscere il grado di resistenza al fuoco di alcuni degli impianti e delle strutture della raffineria.

Al proposito il gestore ha presentato un programma di verifica e miglioramento tecnico consistente in:

- completare la definizione del grado di resistenza al fuoco delle strutture della raffineria entro il mese di febbraio 2003
- definire le specifiche tecniche per l'adozione di nuovi standard interni di riferimento per il fire proofing entro il mese di marzo 2003
- effettuare l'analisi per adottare ulteriori protezioni, sulla base di hold up significativi, entro il mese di maggio 2003.

Il CTR concorda con il programma soprariportato e richiede che gli standard per la protezione al fuoco delle strutture che saranno adottati dal gestore ed il programma di attuazione, dovranno essere preventivamente sottoposti all'approvazione tecnica da parte del CTR.

Nelle more, si invita l'azienda a predisporre tutti gli accorgimenti gestionali e organizzativi ritenuti utili ai fini della sicurezza.

(b) Affidabilità del sistema di alimentazione servizi, con particolare riferimento alla alimentazione di energia elettrica.

A seguito dei contatti intercorsi con GRTN e finalizzati alla riduzione dei rischi per mancati interventi (vedi evento dell'11/06/2002), il gestore informa che è in corso uno studio per aumentare ulteriormente la disponibilità del sistema di protezione da concludersi entro il 2003.

Al proposito il CTR invita GRTN ed API raffineria ad approfondire i rapporti di collaborazione al fine di individuare e mettere in atto le migliori tecniche possibili per garantire l'affidabilità e la continuità dell'erogazione della energia elettrica.

6. Sistemi di blocco, di rilevamento, vie di fuga, misure contro l'incendio, piani di emergenza.

Sistemi di rilevamento – La società API ha specificato che non esistendo una specifica normativa di riferimento, sia a livello nazionale sia internazionale (ivi compresa la NFPA), che stabilisca i criteri per la scelta e il posizionamento dei rilevatori, devono essere utilizzate specifiche di progettazione adottate da compagnie petrolifere o società di progettazione. Nel caso dell'API sono stati prescelti i criteri desunti dalle specifiche della Shell DEP 80.47.10.30 e DEP 32.30.20.11 che identificano i principi secondo i quali i rilevatori di gas tossici ed infiammabili devono essere posizionati sia in prossimità dei componenti d'impianto che lungo il perimetro dello stesso. Poiché tali criteri allo stato attuale non sono stati applicati integralmente, l'adozione degli stessi, o di altri analoghi, dovrà essere estesa per tutte le aree della raffineria ove si possano verificare fughe di gas tossici o infiammabili.

Il programma di attuazione che sarà adottato dal gestore dovrà essere preventivamente sottoposto all'approvazione tecnica da parte del CTR sia per la localizzazione degli impianti che per i tempi di realizzazione.

Nelle more, si invita l'azienda a predisporre tutti gli accorgimenti gestionali e organizzativi ritenuti utili ai fini della sicurezza.

7. Migliorie impiantistiche al pontile petrolifero della raffineria

In data 16 luglio 1999 con nota n. 1877/99, la Raffineria API, su sollecitazione del Comando VVF di Ancona, propose la adozione di migliorie impiantistiche concernenti la sicurezza antincendio del pontile petrolifero della Raffineria, che non risultano ad oggi ancora attuate.

Le migliorie riguardavano sostanzialmente quanto di seguito sintetizzato:

- (a) Realizzazione di sentieri freddi in prossimità delle zone di carico
- (b) Protezione di ognuno dei posti operatori con monitori (3) motorizzati e telecomandati da posizione sicura
- (c) Attivazione motorizzata di 5 monitori/versatori di schiuma per ogni punto di carico
- (d) Presenza continua a bordo nave di personale addetto al rapido sgancio cavi in caso di necessità
- (e) Installazione di dispositivi di sgancio rapido manichette di travaso
- (f) Procedure di ispezione rete idrica antincendio pontile di tipo avanzato
- (g) Installazione di un ulteriore serbatoio di liquido schiumogeno da 12 mc.

Poiché a tutt'oggi tali lavori non risultano ancora realizzati, il CTR ne prescrive la realizzazione, nei tempi specificati al termine del presente verbale.

8. valutazioni per la pianificazione urbanistica, territoriale la compatibilità ambientale

a) Individuazione delle aree da sottoporre a specifica regolamentazione urbanistica

Sulla base della documentazione prodotta e dello stato degli atti, si può concludere che i dati a suo tempo forniti dalla soc. API in merito agli scenari incidentali da prendere a riferimento ai fini della pianificazione territoriale ed urbanistica e che di seguito si riportano sono conformi alle conclusioni della istruttoria e quindi sono utilizzabili ai fini della pianificazione territoriale ed urbanistica ai sensi degli articoli 3 e 4 del DM Ambiente 9 maggio 2001.

TABELLA RIASSUNTIVA DEI DATI PIÙ SIGNIFICATIVI AI FINI DELLA
PIANIFICAZIONE TERRITORIALE
Classe di probabilità $> 10^{-3}$ eventi/anno

| Danno | Max distanza dalla sorgente (m) | Sorgente | Categorie territoriali compatibili (rif. Dm 9.5.2001) |
|-----------------------|---------------------------------|---|---|
| Elevata letalità | - | | F |
| Inizio letalità | 220 | UVCE per rottura tubaz. alta pressione in imp. processo | F |
| Lesioni irreversibili | 250 | UVCE per rottura tubaz. alta pressione in imp. processo | EF |
| Lesioni reversibili | 320 | UVCE per rottura tubaz. alta pressione in imp. processo | DEF |

Classe di probabilità $10^{-3} - 10^{-4}$ eventi/anno

| Danno | Max distanza dalla sorgente (m) | Sorgente | Categorie territoriali compatibili (rif. Dm 9.5.2001) |
|-----------------------|---------------------------------|-----------------------|---|
| Elevata letalità | 56 | Incendio bacino TK 54 | F |
| Inizio letalità | 80 | Incendio bacino TK 54 | EF |
| Lesioni irreversibili | 96 | Incendio bacino TK 54 | DEF |
| Lesioni reversibili | 139 | Incendio bacino TK 54 | CDEF |

Classe di probabilità $10^{-4} - 10^{-6}$ eventi/anno

| Danno | Max distanza dalla sorgente (m) | Sorgente | Categorie territoriali compatibili (rif. Dm 9.5.2001) |
|-----------------------|---------------------------------|------------------------------|---|
| Elevata letalità | 44 | Incendio bacino TK 201-208 * | EF |
| Inizio letalità | 66 | Incendio bacino TK 201-208 * | DEF |
| Lesioni irreversibili | 79 | Incendio bacino TK 201-208 * | CDEF |

| | | | |
|---------------------|-----|------------------------------|-------|
| Lesioni reversibili | 110 | Incendio bacino TK 201-208 * | BCDEF |
|---------------------|-----|------------------------------|-------|

Nota

Le distanze associate agli incendi nei bacini dei TK 55 - 62 sono maggiori ma impattano su tratto lato mare della raffineria.

Classe di probabilità $< 10^{-6}$ eventi/anno

| Danno | Max distanza dalla sorgente (m) | Sorgente | Categorie territoriali compatibili (rif. Dm 9.5.2001) |
|-----------------------|---------------------------------|---------------------------|---|
| Elevata letalità | 20 | Inc. sala pompe dep. naz. | DEF |
| Inizio letalità | 32 | Inc. sala pompe dep. naz. | CDEF |
| Lesioni irreversibili | 39 | Inc. sala pompe dep. naz. | BCDEF |
| Lesioni reversibili | 52 | Inc. sala pompe dep. naz. | ABCDEF |

Per una migliore comprensione delle aree di danno, si fa riferimento alla cartografia in scala 1:2000 presentata dalla soc. API (sulla base della cartografia di piano comunale) ove vengono riportate le curve che involuppano le varie categorie degli effetti con l'esatta individuazione grafica e numerica dei raggi delle aree di danno ed individuazione dei relativi centri di pericolo che verrà inviata alla Provincia di Ancona per la pianificazione territoriale (art. 3 DM Ambiente 9.5.01) ed al Comune di Falconara per la pianificazione urbanistica (art. 4 DM Ambiente 9.5.01).

In adiacenza allo stabilimento API corre la strada statale SS.16 e la linea ferroviaria Bologna-Ancona che si configurano come elementi territoriali vulnerabili ai sensi del punto 6.1.1 del Decreto.

Poiché le infrastrutture considerate rientrano nelle aree di danno individuate nelle ipotesi incidentali, gli interventi sia impiantistici che gestionali predisposti da API, atti a ridurre l'entità delle conseguenze di un rilascio che interessi la strada e la ferrovia, (sistema di monitoraggio delle eventuali fughe di gas e vapori infiammabili, sistema di intercettazione rapida del traffico ferroviario) dovranno essere sottoposti a periodiche verifiche e controlli al fine di mantenerne la continua e sicura disponibilità, nonché venga esercitato alle procedure di impiego in caso di necessità il personale che ne ha in carico la gestione.

In relazione all'edificio esistente che rientra all'interno delle aree di danno ipotizzate, l'albergo Internazionale rientra in zona lesioni irreversibili/lesioni reversibili e pertanto dovranno essere adottate ai sensi del punto 7.2 dell'allegato al decreto particolari misure di allertamento e protezione per l'insediamento di cui trattasi in caso di emergenza; è opportuno che tali misure vengano considerate nel piano di emergenza esterno.

Per quanto riguarda l'edificio esistente del quartiere di Fiumesino che rientra all'interno delle aree di danno ipotizzate, il Comune di Falconara adotterà misure di allertamento analoghe a quelle sopra riportate qualora l'indice fondiario di edificazione sia superiore a 1 mc/mq.

Rimane a carico del Comune di Falconara M. quanto segue:

- la verifica dei dati relativi all'indice reale di edificazione
- la revisione degli strumenti urbanistici per tenere conto delle aree da sottoporre a specifica regolamentazione come sopra indicato

b) compatibilità con gli elementi ambientali

Nella documentazione presentata in data 25.11.2002, la soc. API evidenzia che l'incidente con conseguenze per l'ambiente di riferimento (rilascio al suolo di 12,5 tonnellate di gasolio)

comporterebbe un danno per l'ambiente di tipo "significativo" ai sensi del DM Ambiente 9.5.2001 e quindi recuperabile in tempi inferiori ai due anni.

Tuttavia nella relazione viene specificato che "considerando la situazione specifica della Raffineria, ivi incluso lo stato di inquinamento pregresso in atto, si rende di fatto non prevedibile a priori la tempistica di recupero e bonifica complessiva in casi di accadimento degli eventi incidentali ipotizzati, comunque soggetti ed influenzati dagli adempimenti già in corso di cui al DM 471/99".

Pertanto aggiungendosi alla attuale situazione di inquinamento pregresso un eventuale danno significativo, non si può escludere a priori, se non altro su base prudenziale, lo scenario di un danno grave e cioè recuperabile in tempi superiori ai due anni.

Di conseguenza il CTR ritiene opportuno attivare la procedura prevista dal DM 9.5.2001 (p.to 6.3.3 dell'allegato) e richiede al gestore di segnalare, nell'ambito del prossimo Rapporto di Sicurezza, le misure complementari che intende adottare al fine di ridurre l'entità del danno potenziale.

Tali misure potranno riguardare sia fattori impiantistici che gestionali da adottarsi su serbatoi, linee trasporto prodotti e sistema raccolta fluidi ed altro, finalizzati a ridurre le occasioni di perdita di prodotto che generi incidenti rilevanti per l'ambiente.

CONCLUSIONI

Il CTR Marche, ascoltate le considerazioni dei gruppi di lavoro ed il gestore e dopo ampia discussione, conclude l'istruttoria ai sensi del D.Lgs. 334/99 per la Raffineria API sita in Falconara M. (AN), con valutazione tecnica finale positiva, per quanto di propria competenza, subordinatamente al rispetto delle seguenti condizioni:

- il Gestore dovrà dare attuazione a tutte le prescrizioni indicate dal CTR nei precedenti punti del presente parere, finalizzate al contenimento del rischio di incidente rilevante associato ai rilasci di sostanze pericolose per l'uomo e per l'ambiente.
- il Gestore, è tenuto al rispetto delle misure generali di tutela previste dall'art. 3 del D.Lgs. 626/94 e deve provvedere, ai sensi dell'art. 5 comma 1 del D.Lgs. 334/99, all'adozione di tutti gli opportuni strumenti tecnici ed organizzativi atti a ridurre la possibilità che accadano incidenti rilevanti e comunque a ridurre le conseguenze per l'uomo e per l'ambiente;
- il Gestore deve ottemperare a quanto indicato nel Decreto del Ministero dell'Ambiente 16 marzo 1998: "Modalità con le quali i fabbricanti per le attività a rischio di incidente rilevante devono procedere all'informazione, all'addestramento e all'equipaggiamento di coloro che lavorano in situ";

Per ciò che attiene ai tempi di attuazione delle prescrizioni imposte dal CTR, si ritiene che queste dovranno essere attuate nel più breve tempo possibile; al proposito, il gestore dovrà presentare al CTR entro la fine del mese di febbraio 2003 una proposta per il loro programma di attuazione.

Il programma dovrà indicare i lavori che saranno portati a termine:

- a) in tempi brevi (non oltre 3 mesi dalla data di presentazione del programma),
- b) in tempi medi (non oltre 6 mesi dalla data di presentazione del programma),
- c) in tempi lunghi (non oltre 18 mesi dalla data di presentazione del programma salvo ove diversamente specificato per particolari programmi di adeguamento).

I termini sopraindicati si intendono indicativi, in attesa che il gestore definisca il programma di attuazione per la preventiva approvazione del CTR.

[Handwritten signatures and names on the left side of the page]
Antonio Pizzani
Luca Calzavara
Luigi Benelli
Alessandro Topolich
[Signature]
[Signature]

[Handwritten signatures and names on the right side of the page]
[Signature]
Dino Topolich
[Signature]
[Signature]



Ministero dell'Interno

DIPARTIMENTO DEI VIGILI DEL FUOCO,
DEL SOCCORSO PUBBLICO E DELLA DIFESA CIVILE

Ispettorato Regionale Vigili del Fuoco

Per le Marche - Ancona

COMITATO TECNICO REGIONALE DI PREVENZIONE INCENDI PER LE MARCHE

VERBALE SEDUTA DEL 10.12.2002

MEMBRI PRESENTI:

| | | | |
|---------------------|---------------------------------|------------|--|
| Ing. G. CHIUCINI | Ispettore Reg.le VV.F. Marche | Presidente | |
| Ing. L. DENARO | Comandante Prov.le VV.F. Ancona | Componente | |
| Ing. G. BENEDETTI | Comando Prov.le VV.F. Ascoli P. | Componente | |
| Ing. D. POGGIALI | Ispettorato Reg.le VV.F. Marche | Componente | |
| Ing. P. BEER | Ordine degli Ingegneri Ancona | Componente | |
| Ing. E. PIACENTE | Direzione Reg.le Lavoro Ancona | Componente | |
| Ing. C. CARLOROSI | ISPESL Ancona | Componente | |
| Arch. A. MINETTI | Regione Marche Ancona | Componente | |
| Dr. D. D'ELIA | ARPAM | Componente | |
| Ing. A. TAGLIAVENTI | ARPAM | Componente | |
| Ing. S. BOLOGNINI | COMUNE di FALCONARA M.ma | Componente | |



DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003

OGGETTO: Artt. 4 e 9 del R.D.L. n° 1741 del 2.11.1933 convertito in legge 8.2.1934 n° 367 e successive modificazioni e integrazioni. – Rinnovazione della Concessione per la lavorazione e il deposito di oli minerali della Raffineria di Falconara Marittima della Società API Raffineria di Ancona S.p.A.

**IL DIRETTORE DEL DIPARTIMENTO
"TERRITORIO E AMBIENTE"**

VISTA la DGR n. 2248 del 23 dicembre 2002 ad oggetto "Indirizzi per lo svolgimento dell'istruttoria relativa al rinnovo della concessione petrolifera richiesta dalla S.p.A. API Raffineria di Ancona e modifica della DGR n.929 del 9 maggio 2001";

VISTA la DGR n. 908 del 25.6.2003 ad oggetto "L.R. 20/2001, art. 5, comma 4 Integrazione delle materie di competenza della P.F. Autorità Ambientale Regionale. Dipartimento Territorio e Ambiente";

VISTO il D.P.R. n° 420 del 18 aprile 1994;

VISTO il D.Lgs. 112/98;

VISTI gli esiti conclusivi della Conferenza di Servizi a fini istruttori appositamente convocata dal Responsabile del Procedimento per garantire, in linea con gli indirizzi della DGR n. 2248/02 sopra richiamata, la valutazione istruttoria coordinata della documentazione tecnica, inviata dal richiedente, da parte delle competenti Strutture dei Dipartimenti Territorio e Ambiente e Sviluppo Economico;

VISTI i pareri pervenuti dai Ministeri e dagli altri Enti pubblici competenti;

VISTO il documento istruttorio, riportato in calce al presente Decreto, predisposto dal Dirigente della Posizione di Funzione Autorità Ambientale Regionale in qualità di Responsabile del procedimento, dal quale si rileva la necessità di adottare il presente atto;

ACQUISITO sul documento istruttorio il parere favorevole del Direttore del Dipartimento Sviluppo Economico quale documento dell'intesa prevista dalla citata DGR n° 908/03;

PRESO ATTO che in data odierna è stato sottoscritto un Protocollo d'Intesa tra Regione Marche ed API RAFFINERIA Ancona S.p.A. con il quale le parti si impegnano a perseguire obiettivi generali di qualità, di sviluppo economico e sociale, della tutela dell'ambiente e della sicurezza dei lavoratori e delle comunità locali;

DATO ATTO che dal presente provvedimento non deriva né può derivare un impegno di spesa a carico della Regione;

RICHIAMATO il proprio precedente Decreto n. 17/03 del 27/06/2003;



DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003

DECRETA

- a. alla Società API Raffineria di Ancona S.p.A. con sede legale in Falconara Marittima (AN) - Via Flaminia 685 - è rilasciata, fino al 31 gennaio 2020, in base alle motivazioni espresse nel documento istruttorio, la concessione all'esercizio dello stabilimento sito in Falconara Marittima, con gli assetti tecnologici quali/quantitativi ivi descritti;
- b. l'esercizio delle attività concesionate all'Azienda e ai suoi aventi causa dovrà svolgersi nel rispetto dei vincoli e prescrizioni indicati nel documento istruttorio, finalizzati a perseguire e garantire la piena sostenibilità ambientale e la sicurezza dello stabilimento, in particolare:
 1. Ai fini della verifica periodica dell'effettiva attuazione dei migliori accorgimenti tecnologici e gestionali finalizzati a prevenire incidenti rilevanti connessi alle sostanze pericolose stoccate e lavorate nell'impianto, a limitarne le conseguenze per l'uomo e per l'ambiente e alla luce degli esiti dell'istruttoria sul "Rapporto di Sicurezza 2000", saranno effettuati step periodici di verifica generale correlati agli esiti delle istruttorie tecniche dei rapporti di sicurezza di cui all'art. 8 del D.Lgs 334/99. Il primo step sarà quello relativo al R.d.S. da presentare entro il giugno 2004. I successivi seguiranno le scadenze di cui al comma 7 del soprarichiamato art. 8 del D.Lgs 334/99. In caso di esito positivo delle verifiche periodiche l'attività concessionata procederà in modo ordinario; in caso contrario la Regione procederà ad approfondimenti tecnico istruttori finalizzati al superamento da parte dell'Azienda delle criticità evidenziate, diffidando formalmente la stessa all'esecuzione degli interventi richiesti e adottando in caso di perdurante inadempienza i provvedimenti consequenziali previsti a norma di legge;
 2. Nello Stabilimento di Falconara complessivamente gestito da API Raffineria di Ancona S.p.A., dovranno essere utilizzati per l'impianto di gassificazione e relativa centrale termoelettrica IGCC, esclusivamente prodotti derivanti dal ciclo di produzione della raffineria stessa;
 3. Obbligo di adempimento entro i termini indicati dall'Autorità Competente alle eventuali prescrizioni che deriveranno dall'applicazione in itinere del D.M. n° 293/2001 (Porti industriali e petroliferi);
 4. Obbligo di integrale ottemperanza:
 - ad ulteriori disposizioni eventualmente impartite dall'Autorità Marittima in materia di sicurezza degli accosti agli apprestamenti foranei della raffineria e di tutela del mare da inquinamenti degli idrocarburi e da altre sostanze nocive;
 - alle vigenti disposizioni in materia di aree demaniali in concessione con particolare riferimento, per i beni del demanio marittimo, a quanto specificatamente previsto dal Titolo II Cap. I del Codice della Navigazione;
 - alle disposizioni relative ai collaudi e alle ispezioni periodiche di cui agli art. 48 e 49 del vigente Regolamento per la Navigazione Marittima;
 5. Obbligo di puntuale integrale adempimento in caso di eventuale inquinamento di aree del pubblico demanio assegnate alla disponibilità del concessionario delle determinazioni degli Enti ed autorità competenti ai sensi della vigente normativa in materia;
 6. Il cattivo uso delle aree concesionate e/o l'eventuale inadempienza alle prescrizioni sopraindicate comportano la decadenza della specifica concessione demaniale ai sensi dell'art. 47 del vigente codice della navigazione;
 7. Per tutto il periodo di validità della concessione petrolifera sono esclusi:
 - per le aree già concesionate, utilizzi diversi da quelli autorizzati se non eventualmente per finalità esclusive di miglioramento delle complessive condizioni ambientali e previa





DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003

scopo di poter valutare e quantificare nel modo migliore possibile il contributo fornito direttamente dagli impianti della raffineria API, tali monitoraggi dovranno essere effettuati sia con gli impianti (compresa IGCC) a regime, sia nel periodo di fermata annuale secondo il programma di manutenzione. Tali monitoraggi, che dovranno essere svolti in entrambi i periodi di riferimento diurno e notturno, dovranno comprendere, per ciascuna sessione di misure, un numero di giorni adeguato a caratterizzare la rumorosità presente nei vari punti di misura. API Raffineria dovrà presentare, con periodicità annuale, alla Regione Marche e agli altri organi competenti una relazione tecnica contenente i risultati di tali monitoraggi;

26. Al fine di tenere sotto controllo, e soprattutto non modificare in senso peggiorativo, la situazione di rumorosità prodotta dai vari impianti della raffineria API, sia in occasione dell'installazione di nuovi impianti in sostituzione o ad integrazione di impianti precedenti sia in occasione di modifiche significative agli impianti esistenti, le relative richieste di autorizzazione ai sensi della vigente normativa petrolifera dovranno essere comunque integrate da un'apposita valutazione di impatto acustico da produrre alla Regione Marche e agli enti competenti. Tale valutazione comprenderà, ove possibile, uno studio "ante-operam" e sempre misure "post-operam". La valutazione istruttoria sarà effettuata congiuntamente dal competente Servizio Regionale con il concorso degli Enti e degli organi competenti in materia di inquinamento acustico;
27. Per quel che concerne il rispetto dei limiti di emissione ed immissione assoluti sono ancora in vigore i limiti di accettabilità di cui all'art. 6 del DPCM 1/3/91. Come previsto dalla normativa vigente (L.R. 28/01), entro 6 mesi dall'approvazione della zonizzazione acustica del Comune di Falconara M.ma, l'Azienda dovrà presentare agli Organi competenti, una nuova valutazione di impatto acustico della propria attività, nella quale venga effettuato il confronto con i nuovi limiti di zona. Tale relazione tecnica, in caso di superamento dei nuovi limiti di zona, dovrà contenere un opportuno piano di adeguamento che dovrà essere successivamente approvato dagli enti competenti. Tale piano di risanamento acustico volontario (PRAV) dovrà riportare le modalità di adeguamento e la relativa tempistica, che non può comunque essere superiore ad un periodo di 30 mesi dalla data di presentazione dello stesso (art. 11 L.R. 28/2001);
28. Per quanto riguarda specificatamente l'installazione della nuova valvola di controllo in pressione (PVC), che dovrebbe consentire la modulazione dello scarico del vapore in eccesso in caso di blocco della caldaia ausiliaria o della sola turbina a vapore, in sostituzione di quella attuale di tipo ON/OFF (installazione prevista per settembre 2003 in occasione della fermata annuale degli impianti), dovrà essere fornita, entro 3 mesi dall'installazione della stessa, una valutazione di impatto acustico con rilievi fonometrici, sia durante il normale funzionamento degli impianti, sia, attraverso un blocco simulato degli stessi;
29. Al fine di poter controllare e valutare sul lungo periodo la rumorosità prodotta da eventi di tipo transitorio e soprattutto poter verificare se le opere di mitigazione messe in atto abbiano realmente ridotto il numero di tali episodi rumorosi, l'Azienda, sentita l'ARPAM, dovrà presentare rapporti semestrali su tali inconvenienti, comunque ritenuti significativi per i loro effetti acustici, documentandone le caratteristiche essenziali.
30. L'Azienda dovrà provvedere oltre che al monitoraggio giornaliero degli scarichi a mare e in acque superficiali, anche a quello mensile dei 4 fossi che attraversano la raffineria, sia a monte che a valle della stessa, comprendendo tra i parametri da ricercare, oltre a COD, oli minerali, conducibilità, ammoniaca, nitrati, anche il MTBE e l'ETBE, pur non normati nella attuale legislazione, ciò al fine di acquisire dati sull'effettiva quantità di questi composti di sintesi che arrivano alle acque, e di riscontrare in tempo reale l'effetto di cambiamenti



DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003

- nell'utilizzo di materie prime nei cicli di lavorazione. La periodicità di tale monitoraggio potrà essere ricalibrata nel corso degli anni in funzione dell'andamento dei risultati ottenuti.
31. L'Azienda dovrà presentare entro il 31.12.2004 sulle altre matrici ambientali (con particolare riferimento ai sedimenti) previste dal D.Lgs 152/99, un piano di monitoraggio periodico le cui modalità verranno concordate con l'Autorità competente;
32. L'Azienda dovrà provvedere a rivedere entro il 31.12.2003, il sistema di rilevamento della temperatura delle acque marine in corrispondenza dello scarico IGCC a mare; nel frattempo va mantenuto il sistema di boe con garanzia di esatto posizionamento attraverso verifiche mensili;
33. Le acque di prima pioggia e di lavaggio delle aree esterne impermeabili dovranno essere convogliate ed opportunamente trattate in impianti idonei, il cui scarico dovrà essere regolarmente autorizzato ai sensi del D.Lgs.152/99 e ss.mm.ii. Il relativo progetto contenente i tempi di attuazione dovrà essere presentato entro 12 mesi dal rilascio della presente concessione;
34. Nel rispetto delle competenze e delle procedure vigenti, conseguenti all'inserimento del sito di raffineria tra quelli di interesse nazionale, così come individuato dal decreto di perimetrazione Ministro Ambiente 26 febbraio 2003 pubblicato sul supplemento ordinario n.83 alla G.U. n.121 del 27 maggio 2003, l'Azienda dovrà accelerare il processo di approfondita analisi del fenomeno nonché quello di bonifica delle aree contaminate secondo un'adeguata tempistica, che tenga conto dell'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili; In particolare, il modello idrogeologico ed il modello di trasporto, basati sulle risultanze tecnico-scientifiche finora acquisite, verranno presentati agli organi competenti entro il mese di settembre 2003; le successive fasi di caratterizzazione 2° fase e di progetto preliminare saranno di seguito sviluppate in accordo con la tempistica che sarà definita dagli stessi in base alle procedure vigenti, fermo restando l'impegno dell'azienda ad accelerare per quanto nelle sue possibilità l'iter di cui sopra. In ogni caso, salvo oggettiva e documentata impossibilità tecnica o di una diversa più restrittiva tempistica dettata dal Ministero titolare del procedimento, l'Azienda dovrà presentare le risultanze del Piano di caratterizzazione di seconda fase entro il 31 dicembre 2004.
35. Alla luce di quanto risulta dal Piano di Assetto Idrogeologico adottato definitivamente dal Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino Regionale con delibera n° 42 del 7.5.2 (del quale la Giunta Regionale ha preso atto con la DGR n° 872 del 17.6.03) e viste le norme di salvaguardia approvate con DGR n° 873 del 17.6.03, al fine di ridurre l'entità del rischio di esondazione del Fiume Esino nel tratto terminale di foce, l'Azienda procederà all'elaborazione, in coerenza con gli scenari individuati dal PAI, di uno studio per la mitigazione del rischio idraulico e la rinaturalizzazione della Foce. Tale elaborato, che l'azienda dovrà produrre entro il 31.12.2004, dovrà rispondere anche ai requisiti richiesti dal CTR con il verbale del 10.12.02 e dovrà essere coordinato con le procedure di bonifica sopra richiamate. Sulla base degli esiti di tale studio saranno definite le soluzioni tecniche individuate come necessarie e i relativi tempi di attuazione.
- c. gli assetti impiantistici autorizzati sono quelli sinteticamente descritti al punto 4 del documento istruttorio; restano confermate tutte le clausole e le condizioni contenute nel pregresso sistema autorizzatorio contenuto nei DD.MM. espressamente citati nell'allegato 3, parte integrante al presente decreto, salvo quanto eventualmente modificato in conseguenza delle prescrizioni riportate al precedente punto 2;
- d. il presente decreto verrà pubblicato per estratto sul BUR della Regione Marche.



DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003

complessiva è di circa 2.000.000 ton/a, uno di tali impianti è dotato di una sezione di Deparaffinazione dei gasoli pesanti da 231.000 ton/a.

Sono inoltre presenti:

- un impianto di REFORMING catalitico, realizzato su processo UOP, della capacità di circa 600.000 ton/a, per la produzione di benzine alto-ottaniche;
- un impianto NAPHTA SPLITTER da circa 900.000 ton/a che ha lo scopo di frazionare la carica desolforata in 2 tagli (uno di fondo, privo di benzeni, che può essere trattato direttamente nel Reforming ed un altro che deve essere sottoposto ad Isomerizzazione in atmosfera di idrogeno per eliminare i benzeni presenti);
- un impianto di ISOMERIZZAZIONE realizzato su processo UOP, della capacità di circa 250.000 ton/a, per la produzione di benzine leggere prive di aromatici;
- due impianti "steam reforming", da circa 14.000 Nmc/h, per la PRODUZIONE IDROGENO necessario per i processi catalitici di desolfurazione;
- un impianto di frazionamento del GPL in Propano e Butano della capacità di circa 100.000 ton/a. - lo SPLITTER C3/C4; gli 8 serbatoi di stoccaggio del GPL, da 1500 m³ cadauno, sono interrati;
- un impianto di RIGENERAZIONE AMMINE, da circa 145 ton/h, dove viene eliminata la quota di H₂S, poi inviata agli impianti di RECUPERO ZOLFO da circa 160 ton/g.;
- l'impianto IGCC che consente di produrre energia elettrica, sfruttando la gassificazione degli idrocarburi pesanti di raffineria.

Un impianto di ETILAZIONE BENZINE che è disattivato (con il minimo tecnico di prodotto estraibile) in quanto provvedeva alla formazione di benzine super, additivate con TEL-CB (piombo tetraetile cloro-bromo) ed eliminate dal mercato dei carburanti, completa gli impianti principali della raffineria.

Sintetica descrizione dell'impianto IGCC

vedi anche pag. 16

L'impianto di gassificazione degli idrocarburi pesanti per la produzione di energia elettrica e vapore in cogenerazione (IGCC), che rappresenta l'innovazione sostanziale rispetto agli assetti impiantistici precedentemente concessionati, è stato progettato e realizzato per gassificare idrocarburi pesanti provenienti dal ciclo di lavorazione di Raffineria e per utilizzare quindi il gas di sintesi così ottenuto per la produzione di vapore ed energia elettrica. La sua messa in esercizio ha consentito la dismissione della vecchia centrale elettrica di tipo convenzionale tecnicamente ed energeticamente obsoleta alimentata ad olio combustibile e gas di raffineria. Il vapore prodotto dall'impianto IGCC è destinato a coprire il fabbisogno delle varie utenze di raffineria, mentre l'energia elettrica prodotta è interamente destinata alla rete elettrica nazionale. Il ciclo produttivo dell'impianto IGCC può considerarsi suddiviso in due impianti (sezioni) tra loro tecnicamente integrati:

- gassificazione degli idrocarburi pesanti provenienti dal ciclo di lavorazione di raffineria;
- cogenerazione di energia elettrica e vapore

Le tabelle che seguono riassumono le unità che compongono le due sezioni, specificandone lo scopo e, ove per il processo vi è una specifica licenza, la società licenziataria.



DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003

Allegato n° 1
al Decreto del Direttore del Dipartimento Territorio e Ambiente n° 18/03 del 30/06/2003

QUADRO RIASSUNTIVO PROGRAMMA ATTUAZIONE PRESCRIZIONI CTR
10.12.02 ED OSSERVAZIONI CTR 1 APRILE 2003

| <i>Prescrizioni del CTR 10.12.2002</i> | Programma attuazione e completamento proposto dalla soc. API Raffineria | <i>Osservazioni del CTR del 01.04.2003</i> |
|--|--|--|
| Completare la definizione del grado di resistenza al fuoco delle strutture della raffineria entro il mese di febbraio 2003. | Consegnato report 28.2.03 | |
| Definire le specifiche tecniche per l'adozione di nuovi standard interni di riferimento per il fire proofing entro il mese di marzo 2003. | Consegnato report 28.2.03 | |
| Incrementare costantemente il grado di comprensione di procedure e permessi e la relativa azione di formazione ed informazione sul personale in campo. | Già in atto | Il CTR prende atto di ciò che il gestore ha già messo in opera per l'adempimento della prescrizione e, poiché trattasi di una attività che deve essere mantenuta nel tempo, rimanda alla prossima verifica ispettiva del sistema di gestione della sicurezza il riscontro circa l'effettivo raggiungimento dell'obiettivo fissato. |
| Istituire piani di verifica dei sistemi di blocco ed allertamento del traffico ferroviario. | Già in atto | Il CTR prende atto di ciò che il gestore ha già messo in opera per l'adempimento della prescrizione e, rimanda alla prossima verifica ispettiva del sistema di gestione della sicurezza il riscontro delle procedure adottate. |
| La attività di formazione ed addestramento dovrà essere maggiormente rivolta alle problematiche gestionali ed operative degli impianti, mettendo in evidenza i pericoli ad essi legati e le corrette modalità operative. | Già in atto | Il CTR prende atto di ciò che il gestore ha già messo in opera per l'adempimento della prescrizione e, poiché trattasi di una attività che deve essere mantenuta nel tempo, richiede al gestore che venga effettuata una apposita attività addestrativa periodica al riguardo. |

DECRETO DEL DIRETTORE DEL
AMBIENTE TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003

| | | |
|---|-------------|--|
| Gli addetti ed in genere chi entra nelle zone potenzialmente coinvolte dai rilasci di sostanze tossiche ipotizzati nel piano di emergenza di raffineria, dovranno essere opportunamente istruiti sui pericoli e dotati di appositi dispositivi di protezione. | Già in atto | |
| Minimizzazione errori umani mediante l'uso esteso delle procedure operative, manutentive e gestionali e soprattutto dei controlli sulla loro corretta applicazione. | Già in atto | Il CTR prende atto di ciò che il gestore ha già messo in opera per l'adempimento della prescrizione e, poiché trattasi di una attività che deve essere mantenuta nel tempo, rimanda alla prossima verifica ispettiva del sistema di gestione della sicurezza il riscontro circa l'effettivo raggiungimento dell'obiettivo fissato. |
| Le capacità dei bacini di contenimento (cordolature) sottostanti le tubazioni fuori terra abbiano capacità pari all'hold-up delle tubazioni più grandi. | Già in atto | |
| Nel caso in cui la procedura di ispezione acustica determini un grado D e E e/o 4 e 5 si predispongano idonei sistemi di controllo del sottosuolo dei bacini al fine di individuare l'eventuale diffusione di prodotto. Qualora il sistema di controllo riscontri situazioni che facciano ipotizzare un rilascio da parte dei serbatoi monitorati, i serbatoi vengano immediatamente messi fuori servizio e svuotati nei tempi tecnici più brevi possibili. | Già in atto | |
| L'API stessa si renda parte attiva nel permettere l'attracco ai propri terminali soltanto alle cisterne che rispondono agli standard di sicurezza corrispondenti alle migliori tecnologie attualmente consentite. | Già in atto | Il gestore dovrà rispettare il Decreto del Ministro Infrastrutture e trasporti del 21.3.2003 (g.u. n. 53 del 5.03.2003). |
| Utilizzare per l'approvvigionamento e la spedizione di oli minerali unicamente navi che garantiscano contemporaneamente il rispetto della normativa internazionale, comunitaria e nazionale in materia di sicurezza della navigazione e di trasporto delle merci pericolose ivi comprese le attrezzature di carico/scarico dei prodotti a bordo nave, i sistemi di pompaggio e le relative tubazioni. | Già in atto | |



DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003

| | | |
|--|--------------------|---|
| <p>Nell'eventualità di sversamenti accidentali di prodotto in mare durante le usuali operazioni di carico/scarico delle navi, l'Api provveda immediatamente all'adozione del "Sistema di pronto intervento" di cui al documento "Studio sugli effetti ambientali dei potenziali incidenti nelle installazioni marittime della raffineria di Falconara M.ma", per rilasci fino a 10 mc.</p> | <p>Già in atto</p> | <p>Per ciò che attiene alla revisione qualitativa e quantitativa dei materiali e degli apprestamenti antinquinamento, il CTR viene informato dal rappresentante della Autorità Marittima che la stessa ha in fase di revisione il Piano di pronto intervento e dal Rappresentante della Autorità Portuale che verrà a breve convocata la conferenza di servizio di cui al D.M. n. 263 del 16.03.2001. Il CTR ritiene che in quelle sedi sia opportuno individuare il potenziamento di attrezzature e mezzi antinquinamento di cui il gestore si dovrà dotare.</p> |
| <p>Tutte le modifiche proposte dalla soc. Api, che il CTR condivide e fa proprie, nonché le ulteriori prescrizioni suggerite dal CTR, dovranno costituire occasione di aggiornamento dei rispettivi sistemi e procedure di gestione integrata della sicurezza e dell'ambiente.</p> | <p>Già in atto</p> | |
| <p>Gli interventi sia impiantistici che gestionali predisposti da API, atti a ridurre l'entità delle conseguenze di un rilascio che interessi la strada e la ferrovia, (sistema di monitoraggio delle eventuali fughe di gas e vapori infiammabili, sistema di intercettazione rapida del traffico ferroviario) dovranno essere sottoposti a periodiche verifiche e controlli al fine di mantenerne la continua e sicura disponibilità, nonché venga esercitato alle procedure di impiego in caso di necessità il personale che ne ha in carico la gestione.</p> | <p>Già in atto</p> | |
| <p>Ai fini dell'aggiornamento del piano di emergenza della Raffineria, si potranno prendere a riferimento i seguenti eventi incidentali che hanno effetto fuori del confine di Raffineria.</p> | <p>Già in atto</p> | |



DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003

| | | |
|--|-------------|--|
| Protezione al fuoco delle strutture: Effettuare l'analisi per adottare ulteriori protezioni, sulla base di hold up significativi, entro il mese di maggio 2003. | Maggio 2003 | |
| Gas detectors: il programma di attuazione che sarà adottato dal gestore dovrà essere preventivamente sottoposto all'approvazione tecnica da parte del CTR sia per la localizzazione degli impianti che per i tempi di realizzazione. | Maggio 2003 | Il CTR resta in attesa del programma di attuazione entro il mese di maggio 2003 |
| Protezione al fuoco delle strutture: nelle more della adozione degli standard per la protezione al fuoco, si invita l'azienda a predisporre tutti gli accorgimenti gestionali e organizzativi ritenuti utili ai fini della sicurezza. | Maggio 2003 | Gli accorgimenti previsti dovranno essere formalizzati dal gestore tramite apposita disposizione di servizio e dovranno prevedere apposita formazione ed informazione degli operatori interessati. |
| Rilevatori di gas: nelle more della adozione del programma di attuazione, si invita l'azienda a predisporre tutti gli accorgimenti gestionali e organizzativi ritenuti utili ai fini della sicurezza. | Maggio 2003 | Il CTR resta in attesa di una precisa e dettagliata indicazione degli accorgimenti previsti entro il mese di maggio 2003. Inoltre tali accorgimenti dovranno essere formalizzati dal gestore tramite apposita disposizione di servizio e dovranno prevedere apposita formazione ed informazione degli operatori interessati. |
| Entro 6 mesi dalla data del presente verbale, dovrà essere redatta l'anagrafe del sistema fognario oleoso. | Giugno 2003 | |
| Il CTR invita GRTN ed API raffineria ad approfondire i rapporti di collaborazione al fine di individuare e mettere in atto le migliori tecniche possibili per garantire l'affidabilità e la continuità dell'erogazione della energia elettrica. | Dic 2003 | |
| Il Gestore, oltre a mettere in atto le prescrizioni evidenziate nei tempi tecnici strettamente necessari, aggiorna il rapporto di sicurezza, uniformandolo anche a quanto richiesto, entro 18 mesi dalla conclusione dell'istruttoria. Nel Rapporto di Sicurezza il gestore dovrà: ➤ Esplicitare di volta in volta le | Giugno 2004 | |



DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003

- motivazioni inerenti le scelte degli indici adottati, in modo da evitare riferimenti continui al complesso Rapporto di Sicurezza generale;
- provvedere alla verifica puntuale di tutti i fattori di rischio, delle compensazioni e motivazioni adottate in modo da correggere, anche alcune inesattezze formali presenti nell'attuale versione del R.d.S.;
 - gli eventi presi in considerazione nel piano di emergenza dovranno essere presi in considerazione anche nella analisi del rischio;
 - I valori delle probabilita' di impatto di aeromobili sono dello stesso ordine di grandezza di altri eventi incidentali riportati nel RdS; tale interazione deve essere presa in debita considerazione, anche per il fatto che tali valori sono direttamente proporzionali al numero delle movimentazioni;
 - Effetto domino: il lavoro individua tematiche da approfondire in un possibile sviluppo delle analisi di rischio dello stabilimento e puo' rappresentare un utile riferimento, seppur con tutte le limitazioni indicate dal Gestore, per una preliminare individuazione degli interventi da predisporre ai fini del conseguimento di un maggiore livello di sicurezza nei confronti degli eventi che impattano all'esterno dello stabilimento.

Per le finalita' derivanti dall'applicazione del D.Lg.vo 334/99, tale metodologia potra' essere applicata nella prossima stesura del rapporto di sicurezza anche per la individuazione degli effetti domino con impatto all'interno dello stabilimento con riferimento ad una campionatura significativa degli eventi di maggiore rilevanza.

- Tenuto conto che la Regione Marche, come comunicato all'Ispett.to Reg.le VV.F. Marche con nota prot. 11221 del 17.9.02, ha

DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003

| | | |
|---|-----------------|--|
| <p>(f) Procedure di ispezione rete idrica antincendio pontile di tipo avanzato</p> <p>(g) Installazione di un ulteriore serbatoio di liquido schiumogeno da 12 mc.</p> | | |
| <p>Riduzione da 5 a non oltre 3 anni del termine previsto dall'API per la conclusione delle ispezioni ai serbatoi definiti critici (quelli contenenti grezzo, benzine, MTBE, gasoli) con la nuova tecnica tramite emissione acustica.</p> | <p>Dic 2005</p> | |
| <p>Gli standard per la protezione al fuoco delle strutture che saranno adottati dal gestore ed il programma di attuazione, dovranno essere preventivamente sottoposti all'approvazione tecnica da parte del CTR.</p> | <p>Dic 2005</p> | <p>Il CTR richiede al gestore di mettere in opera, successivamente alla attuazione del programma proposto, l'estensione della protezione al fuoco anche delle strutture che abbiano hold-up inferiore alle 5 tonnellate.</p> |
| <p>Gas detectors: sono stati prescelti i criteri desunti dalle specifiche della Shell DEP 80.47.10.30 e DEP 32.30.20.11 che identificano i principi secondo i quali i rilevatori di gas tossici ed infiammabili devono essere posizionati sia in prossimità dei componenti d'impianto che lungo il perimetro dello stesso. Poiché tali criteri allo stato attuale non sono stati applicati integralmente, l'adozione degli stessi, o di altri analoghi, dovrà essere estesa per tutte le aree della raffineria ove si possano verificare fughe di gas tossici o infiammabili.</p> | <p>Dic 2005</p> | |
| <p>Prevenzione effetti domino:</p> <ul style="list-style-type: none">➤ installazione sistema raffreddamento a diluvio per T1801, D2501, T2501, T2502, T2801, D2631; T3201➤ adeguamento dell'isolamento al fuoco di R2801, T2630;➤ installazione di valvole di intercettazione azionabili a distanza sull'aspirazione delle pompe P1817, P2508, P2801, P3209 e del compressore C2501. | <p>Dic 2006</p> | <p>Il CTR richiede al gestore di evidenziare nel programma dei lavori da effettuare, che dovrà essere presentato entro maggio 2003, gli interventi atti a ridurre le probabilità e/o le conseguenze del top-event n.7, dando a questi interventi la necessaria priorità.</p> |



DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003

| | | |
|--|---|--|
| <p>serbatoi contenenti prodotti di categoria A non ancora adeguati agli standard di sicurezza e controllo adottati per tutti i serbatoi di analoghe caratteristiche in raffineria.</p> | | |
| <p>L'API ha comunicato che la realizzazione di doppi fondi nei serbatoi e la pavimentazione dei bacini saranno realizzati nel corso del programma pluriennale di manutenzione generale dei serbatoi, sulla base di una analisi di rischio del prodotto contenuto nei confronti del suo impatto su suolo e sottosuolo.</p> | <p>2003:TK 51, 206, 328 2004: tk 49, 53, 55, 143, 204 2005: 48, 334 2006: 40, 42, 47, 50, 56, 213, 214, 325 2007: 12, 16, 41, 43, 52, 141, 149, 218, 219 dal 2008 - al 2013 59, 60, 61, 140, 208, da 215 a 220, 322, 325, 327</p> | <p>Il CTR prende atto del programma presentato dal gestore e richiede allo stesso di valutare la fattibilità di accelerare i tempi di realizzazione previsti a programma nel periodo 2008-2013.</p> |
| <p>Formalizzare, con Ispettorato Vigili del fuoco e Comando Vigili del fuoco di Ancona, un protocollo per l'assistenza professionale, tecnica e strumentale del personale della Raffineria o Consociati in caso di incidenti stradali coinvolgenti autobotti contenenti idrocarburi e/ o altre sostanze pericolose in arrivo e/o in uscita dalla Raffineria.</p> | <p>Comando VVFF</p> | <p>Il CTR sollecita il gestore ed il Comando VVF di Ancona alla formalizzazione del protocollo di collaborazione per l'assistenza in caso di incidenti coinvolgenti autobotti in arrivo/uscita dalla Raffineria.</p> |



AGENZIA
REGIONALE
PER LA PROTEZIONE
AMBIENTALE
DELLE MARCHE

DIPARTIMENTO PROVINCIALE DI ANCONA
Via C. Colombo, 106 - 60100 Ancona
Tel. 071/28732720 - Fax 071/28732721
Cod. Fisc. / P. IVA: 01588450427
e-mail: arpam.dipartimentoancona@ambiente.marche.it
<http://www.arpa.marche.it>

SERVIZIO IMPIANTISTICA REGIONALE
(Responsabile Dott. Donatino D'ELIA)

**Prima relazione semestrale sulla attuazione da
parte di API Raffineria delle prescrizioni di cui al
verbale Comitato Tecnico Regionale del
10.12.2002**

**(RIFERITA ALLA STATO DI ATTUAZIONE DEI LAVORI PRESCRITTI
DAL CTR CON SCADENZA 31.12.2003)**

**Condotta ai sensi del Decreto del Direttore Dipartimento Territorio e
Ambiente Regione Marche n. 18/03 del 30.06.2003**

Redatta da

Ing. Dino POGGIALI

Ing. Alessandro TAGLIAVENTI

Marzo 2004

ARPAM – Dipartimento di Ancona - Servizio Impiantistica Regionale
Rinnovo Concessione API Raffineria – Prima relazione semestrale attuazione prescrizioni CTR

1. PREMESSA

La Regione Marche, con Decreto del Direttore del Dipartimento territorio e ambiente n. 18/03 del 30.06.2003, concedeva l'esercizio della Raffineria API di Falconara M. (AN) prescrivendo alla stessa, tra l'altro, l'integrale rispetto del cronoprogramma attuativo delle prescrizioni del Comitato Tecnico Regionale (CTR), riportate nell'atto conclusivo dell'Istruttoria del Rapporto di Sicurezza dell'anno 2000 della Raffineria api, condotta ai sensi del D.Lgs 334/99.

L'ARPAM è stata contestualmente incaricata di produrre relazioni semestrali sullo stato di attuazioni delle prescrizioni imposte all'API Raffineria dal CTR Marche.

Documenti di riferimento

Si riporta di seguito l'elenco dei documenti cui si fa riferimento per la verifica della attuazione delle prescrizioni:

| | <i>autore</i> | <i>Argomento</i> | <i>protocollo</i> | <i>Data</i> |
|---|----------------|--|-------------------|-------------|
| 1 | CTR Marche | Conclusione istruttoria Rapporto di sicurezza API Raffineria ai sensi D.Lgs. 334/99 | - | 10.12.2002 |
| 2 | API Raffineria | Programma attuazione prescrizioni CTR (proposta) | 702 | 28.02.2003 |
| 3 | CTR Marche | Valutazione della proposta per il programma di attuazione prescrizioni | - | 01.04.2003 |
| 4 | API Raffineria | Documentazione relativa ai punti D1,D2, I1-4, R3, R4, T2 e T3 del programma di attuazione prescrizioni | 1849 | 30.05.2003 |
| 5 | API Raffineria | Redazione anagrafe fogne oleose | 2198 | 30.06.2003 |
| 6 | CTR Marche | Richiesta approfondimenti e chiarimenti su programma attuazione prescrizioni | - | 08.10.2003 |
| 7 | API Raffineria | Risposta al verbale CTR Marche del 08.10.2003 | 3948 | 20.11.2003 |
| 8 | API Raffineria | Stato avanzamento lavori prescritti dal CTR al 31.12.2003 | 239 | 23.01.2004 |
| 9 | CTR Marche | Analisi approfondimenti e chiarimenti forniti da API con nota del 20.11.2003 | - | 28.01.2004 |

2: MODALITÀ ADOTTATE PER LA PREDISPOSIZIONE DELLA PRIMA RELAZIONE SEMESTRALE SULLO STATO DI ATTUAZIONE DELLE PRESCRIZIONI DEL CTR

I sottoscritti Ingg. Dino Poggiali ed Alessandro Tagliaventi del Servizio Impiantistica Regionale ARPA Marche, si sono recati nei giorni 26 febbraio 2004 e 9, 10,11 marzo 2004 presso la Raffineria API sita in Falconara M. per procedere al riscontro dello stato di attuazione del cronoprogramma delle prescrizioni imposte dal CTR Marche con verbale del 10.12.2002 e successivi con scadenza al 31.12.2003.

Le prescrizioni imposte dal CTR Marche si possono sostanzialmente suddividere nelle seguenti quattro tipologie:

| Tipo di prescrizioni | Esempio | Modalità di riscontro adoperabili |
|----------------------------|---|---|
| GESTIONALI/ PROCEDURALI | Adottare procedure di controllo delle manutenzioni effettuate; potenziare la attività di formazione e addestramento. | <i>Controllo di documentazione, verifica atti, riscontro di documenti, interviste agli operatori sul campo.</i> |
| ISPETTIVE/ MANUTENTIVE | Controllo stato fondi serbatoi; ispezione fognie oleose. | <i>Controllo rapporti di ispezione, presa visione verbali e relazioni tecniche</i> |
| IMPIANTISTICHE | Potenziare l'impianto fisso di barriere ad acqua; incrementare il numero dei rilevatori di gas infiammabili. | <i>Visite in campo, verbali di collaudo, verbali di prove, verifica esistenza progetti.</i> |
| STRUTTURALI | Adottare nuovi standard per la protezione al fuoco delle strutture; proteggere la portineria nei confronti delle sovrappressioni. | <i>Visite in campo, verbali di collaudo, verbali di prove, verifica sulla sussistenza dei progetti.</i> |

NOTA BENE:

- 1) Si ritiene opportuno precisare che i sopralluoghi effettuati agli impianti ed alle strutture realizzati in esito alle prescrizioni del CTR Marche, avevano come solo obiettivo il riscontro della loro realizzazione e la verifica della congruenza tra elaborati progettuali e loro messa in opera e pertanto non sono stati effettuati collaudi sulla funzionalità di quanto visionato .
- 2) Per le prescrizioni di carattere gestionale/procedurale ed ispettivo/manutentivo, i riscontri effettuati si sono limitati agli aspetti specifici del Sistema di gestione della Sicurezza oggetto di prescrizioni del CTR e pertanto non costituiscono in alcun modo verifica del Sistema di Gestione di Sicurezza della Raffineria API ai sensi del D.M. Ambiente 9 agosto 2000.

3. PRIMA RELAZIONE SEMESTRALE SULLO STATO DI ATTUAZIONE DELLE PRESCRIZIONI DEL CTR DEL 10.12.2002

Nelle pagine successive si riporta una tabella di sintesi contenente le prescrizioni cui la soc. API Raffineria avrebbe dovuto adempiere entro il 31.12.2003 con i riscontri effettuati dagli scriventi durante i sopralluoghi compiuti in Raffineria.

Si è pertanto proceduto al riscontro delle prescrizioni imposte dal CTR all'API Raffineria, con l'esame della documentazione di cui si è preso visione durante i sopralluoghi e mediante visite agli impianti interessati dai lavori.

Nella colonna "osservazioni" sono riportate i commenti sulle discordanze riscontrate rispetto al cronoprogramma a suo tempo concordato, sulle necessità di approfondimenti da parte di altri organi ed altre indicazioni emerse durante gli approfondimenti esperiti.

Ove nulla specificato nella colonna "osservazioni", le prescrizioni del CTR Marche si intendono realizzate, subordinatamente a quanto specificato nella nota riportata a pagina precedente.

Laddove, nella colonna "osservazioni" viene riportata la frase "Trattasi di una attività che deve essere mantenuta nel tempo", si ritiene opportuno che nelle prossime relazioni semestrali ne venga riscontrato il mantenimento nel tempo.

Si richiama l'attenzione in particolare alle seguenti osservazioni qui sotto riportate:

A.1 Si è riscontrato che, in base al programma annuale 2003 dei safety talks, in uno dei reparti presso i quali si è effettuato il controllo a campione (reparto PRA), non si è effettuato il numero minimo di safety talks previsto in procedura SQA 034. Negli altri reparti di cui si è presa visione della documentazione si è riscontrato il rispetto della procedura.

L.1 Nel corso del sopralluogo si è rilevato che sarebbe opportuno verificare analiticamente la congruità tra il volume dell'hold-up delle tubazioni con il volume disponibile nel bacino stesso

P1-P2 Sulle navi cisterna in servizio presso i terminali marittimi della Raffineria API i controlli relativi al rispetto delle regole nazionali sulle certificazioni ed i dispositivi di sicurezza vengono effettuati dalla autorità marittima locale (Capitaneria di Porto di Ancona); pertanto si è fatto riferimento a questa, di cui si attende risposta, per il riscontro delle seguenti prescrizioni:

1. tipologia dei certificati di classificazione delle navi.
2. rispondenza standard di costruzione e di equipaggiamento di dispositivi di sicurezza delle navi alle norme internazionali, comunitarie e nazionali per il trasporto delle merci pericolose.

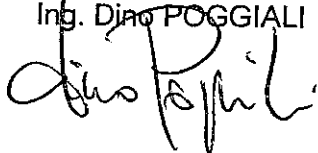
3. applicazione per le navi inferiori alle 5000 tonn, dei criteri di cui al punto 2 così come da impegni di API Raffineria.

551 Monitoraggio acustico serbatoi: per i serbatoi TK 8, 48 e 49 secondo quanto dichiarato dalla società Donegani cui è stato assegnato l'incarico di effettuarle, la acquisizione dei dati non è stata tale da poterli classificare; pertanto la ditta incaricata ha consigliato di ripetere il monitoraggio in occasione della prossima campagna nel corso dell'anno 2004.

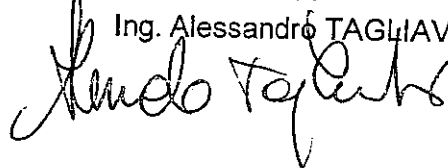
R4 Si ritiene necessario ed opportuno sottoporre la documentazione concernente la modalità di valutazione della resistenza al fuoco e la relativa dichiarazione di corretta applicazione alla valutazione dei Vigili del Fuoco al fine di controllare la corrispondenza di quanto prescritto dal CTR con verbali del 8.10.2003 e 28.1.2004.

Ancona, 15 marzo 2004

Dirigente Ingegnere
Ing. Dino POGGIALI



Responsabile U.O. Apparecchi a Pressione
Ing. Alessandro TAGLIAVENTI



**TABELLA RIASSUNTIVA RISCONTRI EFFETTUATI IN API RAFFINERIA SU PRESCRIZIONI CTR
SCADENZA 31.12.2003**

| Rif | Prescrizioni del CTR 10.12.2002 | Data scadenza prescrizione | Riscontri effettuati per la redazione della relazione semestrale | Osservazioni |
|-----|---|----------------------------------|--|---|
| A1 | Incrementare costantemente il grado di comprensione di procedure e permessi e la relativa azione di formazione ed informazione sul personale in campo | Già in atto al 28.02.2003 | <p>Riscontrata disponibilità di procedure e manuali operativi che sono accessibili anche in rete aziendale.</p> <p>Riscontrata esistenza programma formazione anno 2003 e relativi registri di attuazione.</p> <p>Preso visione dei controlli effettuati dalla Raffineria sulla conoscenza e applicazione delle procedure :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ verifica interna annuale secondo SQA 005 ➤ verbale degli auditor dell'ente di certificazione DNV del 28 marzo 2003 sulla applicazione del SGS in Raffineria ➤ verifiche mensili in base alla procedura SQA020 "management audit" e "safe visit" ➤ safety talks secondo procedura SQA 034. | <p>Trattasi di una attività che deve essere mantenuta nel tempo.</p> <p>Il programma annuale 2003 dei safety talks del reparto PRA (controllato a campione) non ha mantenuto il numero minimo di safety talks previsto in procedura SQA 034</p> |
| A2 | Istituire piani di verifica dei sistemi di blocco ed allertamento del traffico ferroviario | Già in atto al 28.02.2003 | <p>Verificata esistenza registro prove sistemi comunicazione per blocco traffico ferroviario con cadenza 2 volte/mese in portineria .</p> <p>In tutto il 2003 ne manca solo una seconda metà di settembre</p> | <p>trattasi di una attività che deve essere mantenuta nel tempo</p> |
| A4 | Il gestore si deve dotare di procedura di controllo delle manutenzioni effettuate con comunicazione degli esiti dell'intervento mantenitivi effettuato e la verifica del ripristino della operatività preesistente. | Già in atto al 28.02.2003 | <p>Preso visione procedura SGS 14 relativa a permessi di lavoro e delle verifiche interne su applicazione permessi di lavoro</p> | <p>trattasi di una attività che deve essere mantenuta nel tempo</p> |

ARPAM – Dipartimento di Ancona – Servizio impiantistica Regionale

| | | | | |
|----|--|--|--|---|
| A5 | <p>La attività di formazione ed addestramento dovrà essere maggiormente rivolta alle problematiche gestionali ed operative degli impianti, mettendo in evidenza i pericoli ad essi legati e le corrette modalità operative</p> | <p>Già in atto al 28.02.2003</p> | <p>Verificati a campione i programmi di formazione del 2003 Verificati argomenti trattati nei corsi trimestrali del 2003 Verificato materiale didattico e registro presenze della terza e quarta sessione 2003 Verificati test di apprendimento a campione Verificati resoconto dati statistici test di apprendimento Verificati registri con firme dei docenti</p> | <p>trattasi di una attività che deve essere mantenuta nel tempo</p> |
| C2 | <p>Gli addetti ed in genere chi entra nelle zone potenzialmente coinvolte dai rilasci di sostanze tossiche ipotizzati nel piano di emergenza di raffineria, dovranno essere opportunamente istruiti sui pericoli e dotati di appositi dispositivi di protezione.</p> | <p>Già in atto al 28.02.2003</p> | <p>Presa visione della procedura SGS016 "Norme di accesso e comportamento in aree pericolose". Le aree alle quali si applica la procedura sono state identificate sulla base della concentrazione di sostanza tossica/pericolosa presente nelle apparecchiature. La procedura regolamenta:</p> <ul style="list-style-type: none"> • l'accesso ed il lavoro in tali aree, tramite rilascio di un tesserino di identificazione, specifico per determinate sostanze; • il rilascio del tesserino avviene previo addestramento, superamento di un test di verifica dell'apprendimento e registrazione dei dati; • le precauzioni (DPI standard e particolari, segnaletica delle apparecchiature pericolose) e il comportamento da adottare (richiesta permesso di lavoro, emergenze) nelle aree pericolose identificate. • le modalità per i lavori di manutenzione nelle aree pericolose e/o su apparecchiature pericolose. • i comportamenti in caso di emergenza • addestramento ed identificazione idoneità. <p>Effettuata verifica del corso di formazione tenuto alla fine del progetto triennale 2001 – verificato materiale didattico, verificato registro presenze c/o formazione</p> | <p>Trattasi di una attività che deve essere mantenuta nel tempo</p> |

ARPAM – Dipartimento di Ancona – Servizio impiantistica Regionale

| | | | | |
|-----|---|---------------------------------|--|---|
| 1.5 | Minimizzazione errori umani mediante l'uso esteso delle procedure operative, manutentive e gestionali e soprattutto dei controlli sulla loro corretta applicazione. | Già in atto al 28.02.2003 | <p>Preso visione dei controlli effettuati dalla Raffineria sulla conoscenza e applicazione delle procedure :</p> <ul style="list-style-type: none"> • verifica interna annuale secondo SQA 005 • procedura gestione non conformità SQA 009 con esame di un rapporto di non conformità e del report mensile delle non conformità (gennaio 2004) | trattasi di una attività che deve essere mantenuta nel tempo |
| 1.1 | Le capacità dei bacini di contenimento (cordolature) sottostanti le tubazioni fuori terra abbiano capacità pari all'hold-up delle tubazioni più grandi. | Già in atto al 28.02.2003 | <p><i>Preso visione della documentazione di progetto delle cordolature</i></p> <p><i>Riscontro della effettuazione dei lavori eseguiti mediante sopralluogo in campo</i></p> | <p><i>Nel corso del sopralluogo si è rilevato che sarebbe opportuno verificare analiticamente la congruità tra il volume dell'hold-up delle tubazioni con il volume disponibile nel bacino stesso</i></p> |

ARPAM – Dipartimento di Ancona – Servizio impiantistica Regionale

| | | | | |
|----|---|---------------------------------|--|--|
| P4 | <p>Tutte le modifiche dovranno costituire occasione di aggiornamento dei rispettivi sistemi e procedure di gestione integrata della sicurezza e dell'ambiente, al fine di garantire, tramite il sistema di gestione, che non si possano verificare spandimenti, seppur lievi, che possano minare la sicurezza o nel loro perdurare creare condizioni di rischio a causa della contaminazione del suolo e delle acque interne e sotterranee.</p> | Già in atto al 28.02.2003 | <p>Non effettuate ancora modifiche significative tali da giustificare la attivazione della prescrizione.</p> | Riscontrare la presente prescrizione nella prossima relazione semestrale |
| V1 | <p>Sottoporre gli interventi impiantistici e gestionali atti a ridurre l'entità delle conseguenze di un rilascio che interessi la strada e la ferrovia, (sistema di monitoraggio delle eventuali fughe di gas e vapori infiammabili, sistema di intercettazione rapida del traffico ferroviario) a periodiche verifiche e controlli al fine di mantenerne la continua e sicura disponibilità, nonché venga esercitato alle procedure di impiego in caso di necessità il personale che ne ha in carico la gestione</p> | Già in atto al 28.02.2003 | <p>Preso visione della procedura per la verifica periodica dei blocchi di protezione degli impianti di Raffineria e di alcune schede relative alla verifica e taratura periodica dei sistemi di blocco</p> | |

ARPAM – Dipartimento di Ancona – Servizio impiantistica Regionale

| | | | | |
|----|--|---------------|---|---|
| R1 | Completare la definizione del grado di resistenza al fuoco delle strutture della raffineria | Febbraio 2003 | La soc. API con note 28.2.03 prot. 702 e successive ha trasmesso la documentazione richiesta, presa in esame dal CTR nei verbali del 1.04.03, 8.10.03 e 28.1.04 | Verificata la avvenuta consegna documentazione al CTR e successiva approvazione |
| R2 | Definire le specifiche tecniche per l'adozione di nuovi standard interni di riferimento per la protezione al fuoco delle strutture | Marzo 2003 | La soc. API con note 28.2.03 prot. 702 e successive ha trasmesso la documentazione richiesta, presa in esame dal CTR nei verbali del 1.04.03, 8.10.03 e 28.1.04 | Verificata la avvenuta consegna documentazione al CTR e successiva approvazione |
| D1 | Predisporre una stima del miglioramento per l'evento "perdita di contenimento da unità alta pressione", in seguito alla adozione di nuovi procedure di controllo, sistemi di blocco, sistemi di rilevazione gas procedure gestionali ed altri accorgimenti | Maggio 2003 | La soc. API con note 30.5.03 prot. 1849 e successive ha trasmesso la documentazione richiesta, presa in esame dal CTR nei verbali del 8.10.03 e 28.1.04 | Verificata la avvenuta consegna documentazione al CTR e successiva approvazione |
| D2 | Conoscere i lavori previsti per proteggere in modo adeguato le persone, le attrezzature ed i sistemi presenti in portineria n delle sovrappressioni , con particolare riguardo ai sistemi di gestione delle emergenze ivi dislocati | Maggio 2003 | La soc. API con note 30.5.03 prot. 1849 e successive ha trasmesso la documentazione richiesta, presa in esame dal CTR nei verbali del 8.10.03 e 28.1.04 | Verificata la avvenuta consegna documentazione al CTR e successiva approvazione |
| R3 | Effettuare l'analisi per adottare ulteriori protezioni al fuoco delle strutture, sulla base di hold up significativi | Maggio 2003 | La soc. API con note 30.5.03 prot. 1849 e successive ha trasmesso la documentazione richiesta, presa in esame dal CTR nei verbali del 8.10.03 e 28.1.04 | Verificata la avvenuta consegna documentazione al CTR e successiva approvazione |

ARPAM - Dipartimento di Ancona - Servizio impiantistica Regionale

| | | | | |
|----|--|-------------|--|--|
| R5 | <p>Nelle more della adozione degli standard per la protezione al fuoco delle strutture, predisporre tutti gli accorgimenti gestionali e organizzativi ritenuti utili ai fini della sicurezza.</p> <p>Gli accorgimenti previsti dovranno essere formalizzati dal gestore tramite apposita disposizione di servizio e dovranno prevedere apposita formazione ed informazione degli operatori interessati</p> | Maggio 2003 | <p><i>Preso visione della effettuazione, nell'ambito del programma di formazione trimestrale anno 2003, di moduli didattici sulla protezione al fuoco delle strutture (fireproofing)</i></p> | |
| T2 | <p>Gas detectors: il programma di attuazione che sarà adottato dal gestore dovrà essere preventivamente sottoposto all'approvazione tecnica da parte del CTR sia per la localizzazione degli impianti che per i tempi di realizzazione.</p> | Maggio 2003 | <p>La soc. API con note 30.5.03 prot. 1849 e successive ha trasmesso la documentazione richiesta, presa in esame dal CTR nei verbali del 28.1.04</p> | <p>Verificata la avvenuta consegna documentazione al CTR e successiva approvazione</p> |
| T3 | <p>Rilevatori di gas: nelle more della adozione del programma di attuazione, si invita l'azienda a predisporre tutti gli accorgimenti gestionali e organizzativi ritenuti utili ai fini della sicurezza.</p> <p>Tali accorgimenti dovranno essere formalizzati dal gestore tramite apposita disposizione di servizio e dovranno prevedere apposita formazione ed informazione degli operatori interessati.</p> | Maggio 2003 | <p><i>Preso visione della effettuazione, nell'ambito del programma di formazione trimestrale anno 2003, di moduli didattici sulla rilevazione di gas</i></p> | |
| O1 | <p>Entro 6 mesi dalla data del presente verbale, dovrà essere redatta l'anagrafe del sistema fognario oleoso</p> | Giugno 2003 | <p>La soc. API con nota del 30.6.03 prot. 2198 la documentazione richiesta</p> | <p>Verificata la avvenuta consegna documentazione al CTR</p> |


ARPAM – Dipartimento di Ancona – Servizio impiantistica Regionale

| | | | | |
|-----------|--|---|--|--|
| M 1 | <p>ispezioni ai serbatoi definiti critici (quelli contenenti grezzo, benzine, MTBE, gasoli) con la nuova tecnica tramite emissione acustica.</p> <p>Nel caso in cui la procedura di ispezione acustica determini un grado D e E o 4 e 5 si predispongano idonei sistemi di controllo del sottosuolo dei bacini al fine di individuare l'eventuale diffusione di prodotto.</p> | <p>Pluriennale Anno 2003: isp. acustica a TK 8, 40, 48, 49, 137, 253, 327</p> | <p>Dai rapporti di esame sottoposti in visione condotti dalla ditta Europhysical acoustics risultano effettuato nel periodo giugno-luglio 2003 il monitoraggio acustico sui seguenti serbatoi con i risultati a fianco riportati:</p> <p>TK 40 TK 137 TK 253 TK 327</p> <p>Per i serbatoi TK 8, 48 e 49 la acquisizione dei dati non è stata tale da poter classificare i serbatoi; il controllo sarà effettuato nel 2004</p> <p>C-3 B-2 C-2 B-1</p> | <p>Non effettuato monitoraggio acustico serbatoi 8, 48 e 49; la soc. API ritiene di poterlo effettuare nel corso del 2004.</p> |
| II -I4 | <p>Prevenzione effetti domino: pluriennale</p> <p>anno 2003:</p> <ul style="list-style-type: none"> - sistema raffreddamento a diluivio per D2501 e D2631 - valvole intercettazione azionabili a distanza aspirazione della pompa 2801 - verifiche di messa a terra su tutti i tanks a tetto fisso ed elementi connessi; - arrestatori di fiamma sui vent di TK 206 e 328 - eliminare o intercettare serpentino riscaldamento TK 402 - allarmi per alta temperatura TI 31320 e 32044 delle linee di gasolio a stoccaggio (TK 327 e TK 328) rispettivamente in uscita da E 3116 e E 3252. | <p>Pluriennale Vedere schema allegato 1</p> | <p>Installati flame arrestor sul serbatoio a tetto fisso contenente gasolio 206 Intercettato il serpentino di riscaldamento del serbatoio TK 402 Resa operativa da 1/2004 una procedura interna del Reparto Movimentazione per la verifica periodica delle messe a terra dei serbatoi Inseriti gli allarmi per alta temperatura TI 31320 e TI 32044 Montati dei raffreddamenti a diluivio per gli accumulatori D2501 e D2631 Montata una valvola sulla aspirazione della pompa P2801</p> | <p>Il serbatoio TK 328 risulta attualmente in manutenzione; installazione flame arrestor da riscontrare in occasione prossima relazione semestrale</p> |

ARPAM – Dipartimento di Ancona – Servizio impiantistica Regionale

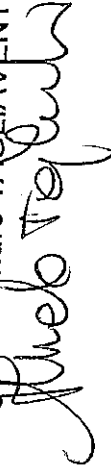
| | | | | |
|----|--|---|--|--|
| R4 | <p>Gli standard per la protezione al fuoco delle strutture che saranno adottati dal gestore ed il programma di attuazione, dovranno essere preventivamente sottoposti all'approvazione tecnica da parte del CTR.</p> | <p>Pluriennale Vedere schema allegato 2</p> | <p>Presentata una serie di documentazioni relative a: - valutazione della resistenza al fuoco delle strutture a firma ing. Dabanello - dichiarazione di corretta applicazione relativa alla messa in opera della vernice intumescente di strutture e supporti come da cronoprogramma</p> | <p>Si ritiene necessario ed opportuno sottoporre la documentazione concernente la modalità di valutazione della resistenza al fuoco e la relativa dichiarazione di corretta applicazione alla valutazione dei Vigili del Fuoco al fine di controllare la corrispondenza di quanto prescritto dal CTR con verbali del 8.10.2003 e 28.1.2004</p> |
| T1 | <p>Gas detectors: adozione dei criteri desunti dalle specifiche della Shell DEP 80.47.10.30 e DEP 32.30.20.11 estesa per tutte le aree della raffineria ove si possano verificare fughe di gas tossici o infiammabili.</p> | <p>Pluriennale Vedere schema allegato 3</p> | <p>Controllo di certificazioni, di rapporti di ispezione, di verbali e relazioni tecniche Visite in campo, riscontro di verbali di collaudo, di prove, verifica esistenza progetti</p> | |

Ancona, 15 marzo 2004

Difigente Ingegnere
Ing. Dino POGGIALI


Responsabile U.O. Apparecchi a Pressione

Ing. Alessandro TAGLIAVENTI



Punti I.1-I.4 “Programma di attuazione per gli interventi a seguito studio sull’effetto domino”
 allegato 1
 lavori da effettuarsi entro 31.12.2003

| Rif. | Argomento | Interventi anno 2003 | Esito riscontri effettuati |
|---------|--|-----------------------------------|---|
| I.2 | Installazione Flame arrestor | TK 206 TK 328 | Installati flame arrestor sul serbatoio a tetto fisso contenente gasolio 206. <i>Il serbatoio TK 328 risulta attualmente in manutenzione, installazione flame arrestor da riscontrare in occasione prossima relazione semestrale</i> |
| I.2 | Eliminazione o intercettazione serpentino di riscaldamento | TK402 | Intercettato il serpentino di riscaldamento del serbatoio TK 402 |
| I.2 | Verifiche messa a terra dei serbatoi | Procedura di controllo di Reparto | Resa operativa da 1/2004 una procedura interna del Reparto Movimentazione per la verifica periodica delle messe a terra dei serbatoi |
| I.2 | Inserimento Allarmi alta T | TAH TI 31320 TAH TI 32044 | Inseriti gli allarmi per alta temperatura TI 31320 e TI 32044 |
| I.2 | Raffreddamento a diluvio | D2631 D2501 | Montati dei raffreddamenti a diluvio per gli accumulatori D2501 e D2631 |
| I.1/I.3 | Valvola motorizzata aspirazione pompa | P2801 | Montata una valvola sulla aspirazione della pompa P2801 |

Errata – corregge rispetto a verbale CTR 1.04.2003: TI 31320 e non 31230 / TI 32044 e non 3244.

Allegato 2
Punto R.4

**“Programma di attuazione per gli interventi di fireproofing di criticità 2.II e 2.I”
lavori da effettuarsi entro 31.12.2003**

| ID | Criticità | Strutture | Supporti verticali |
|----|-----------|-----------------|--------------------|
| 1 | 2.II | | D 3201 |
| 4 | 2.II | | D3309 |
| 5 | 2.II | | D3310 |
| 9 | 2.I | D1804...E1811 | |
| 10 | 2.I | D1810 | |
| 11 | 2.I | D1805 | |
| 12 | 2.I | D1831...D1842 | |
| 13 | 2.I | | T 3202 |
| 14 | 2.I | | R 3201 |
| 21 | 2.I | E 3202 | |
| 22 | 2.I | T3251...E3251 | |
| 25 | 2.I | | D3102 A |
| 26 | 2.I | | D3102 B |
| 27 | 2.I | | R3101 |
| 28 | 2.I | | T3101 |
| 29 | 2.I | | T3102 |
| 30 | 2.I | E3112...E3110 | |
| 31 | 2.I | E 3306...PK3301 | |

Allegato 3

Punti T1 - T.2

**“Programma di attuazione per l’installazione di nuovi rilevatori di gas di criticità 1”
lavori da effettuarsi entro 31.12.2003**

| Unità | Impianto | Criticità | Numero rilevatori presenti | ΔN° Ril. H2S Tox | ΔN° Ril HC Inf. | totale 2003 Tox / Inf. | Esito riscontri effettuati |
|--------|-------------|-----------|----------------------------|------------------|-----------------|------------------------|----------------------------|
| 1800 | Visbreaking | | - | - | 17 | 0 / 17 | Rilevatori installati |
| 3100 | DS1 | | 3 HC | 7 | 5 | 7 / 8) | Rilevatori installati |
| 3200 | DS2 | | 6 HC | 6 | 15 | 6 / 21 | Rilevatori installati |
| 3300 | DS3 | | 4 H2S, 6 HC | 7 | 2 | 11 / 8 | Rilevatori installati |
| Totale | | | | 20 | 39 | 59 nuovi | |

CRITICITA':

- (1) Unità che necessitano di rilevatori gas attualmente non presenti
- (2) Unità che necessitano di un incremento del numero dei rilevatori
- (3) Unità che necessitano di un minore incremento di rilevatori.
- (4) Unità che necessitano solo di un riposizionamento dei rilevatori – da verificare in campo

**Gruppo Consiliare
Verdi**

Il Consigliere

**Al Presidente
Associazione Comitato
Quartiere Villanova
SEDE**

Ancona, 1.5.2007
Protocollo 165

Oggetto: invio documenti

Visto il vostro costante impegno di vigilanza sulla raffineria API, ritengo opportuno di inviarvi per conoscenza copia di documenti da me richiesti all'Autorità Ambientale":

- **"Verbale della seduta del Comitato Tecnico Regionale del 19.12.2006"**

Cordiali saluti

Massimo Binci





REGIONE MARCHE
GIUNTA REGIONALE
SERVIZIO AMBIENTE E PAESAGGIO

Ancona Prot. n° 109041/29/05/2007/R.MARCHE/GRM/SOB/T

Al **Consiglio Regionale delle Marche**
Gruppo Consiliare Verdi
c.a. **Massimo Binci**
SEDE

OGGETTO: Risposta alla nota prot. n. 160 del 16/05/2007 del consigliere Binci -
Trasmissione documentazione

In relazione alla nota citata in oggetto, con la presente si trasmette copia del
Verbale della seduta del Comitato Tecnico Regionale del 19/12/2006.

Non essendo chiara la richiesta fatta il suddetto verbale viene trasmesso
integralmente rimanendo a disposizione per eventuali chiarimenti.

Cordiali saluti.

IL DIRIGENTE

(Arch. Antonio Minetti)
Antonio Minetti

LM *[Signature]*

**B. COMMISSIONE DI VERIFICA DELLE PRESCRIZIONI DEL CTR DEL
10.12.2002 AD API DELL'ISTRUTTORIA RDS 2000- SESTA VERIFICA
PERIODICA PERIODO GENNAIO-GIUGNO 2006.**

Nella prossima visita semestrale la commissione incaricata provvederà alla verifica delle seguenti attività:

- il Gestore dovrà provvedere ad una verifica sul raggiungimento degli obiettivi che ci si attendeva attraverso i Safety Talk
- al termine della revisione dello standard interno (S.I.) "Serraggio a Caldo" effettuare il corso di aggiornamento alle ditte di manutenzione sulla procedura in questione.

**C. DICHIARAZIONI DI NON AGGRAVIO DI RISCHIO MAGGIO-SETTEMBRE
2006**

- Nuovo additivo gasolio e riscaldamento – U 4000
- Realizzazione impianto osmosi inversa e revamping impianto di pretrattamento acqua in ingresso
- Ripristino impianto stoccaggio e carico bitumi
- Realizzazione nuovo impianto di recupero CO2
- Revamping impianto rigenerazione Ammina – U 3700
- Cambio di destinazione serbatoio TK 54

Si prende atto che gli interventi previsti dalla Raffineria Api di Falconara Marittima non determinano un aumento del preesistente livello di rischio di incidenti rilevanti degli impianti stessi.

Tuttavia per l'impianto di recupero CO2, considerato che la CO2 viene stoccata in due serbatoi orizzontali da 300 mc in fase liquida e a pressione di 20 bar, si ritiene che debbano essere approfondite le interazioni (sovrappressioni, irraggiamento, ecc) delle sezioni purificazione, compressione, liquefazione, stoccaggio e caricamento CO2 con gli impianti e stoccaggi limitrofi, al fine di valutare l'opportunità di realizzare impianti di raffreddamento a pioggia sia dei serbatoi di accumulo che delle baia di carica della CO2.

Per ogni ulteriore dettaglio fa fede l'allegato verbale del CTR Marche datato 19 dicembre 2006.

FAN/fan

Il Direttore Regionale
(Ing. Leonardo PINARO)



COMITATO TECNICO REGIONALE DI PREVENZIONE INCENDI ANCONA

VERBALE RIUNIONE 19 DICEMBRE 2006

Argomenti all'ordine del giorno

1. **API Raffineria Falconara Marittima (AN):** Esame istruttorio del rapporto di sicurezza (relatori: componenti gruppi di lavoro)
2. **API Raffineria Falconara Marittima (AN):** Esito della sesta verifica periodica sulla attuazione delle prescrizioni del CTR 10 dicembre 2002 - (Relatore: Dott. D'Elia)
3. **API Raffineria Falconara Marittima (AN):** Dichiarazioni di non aggravio del preesistente livello di rischio relativamente (Relatore: Ing. Vignini):
 - Nuovo additivo gasolio e riscaldamento – U 4000
 - Realizzazione impianto osmosi inversa e revamping impianto di pretrattamento acqua in ingresso
 - Ripristino impianto stoccaggio e carico bitumi
 - Realizzazione nuovo impianto di recupero CO2
 - Revamping impianto rigenerazione Ammina – U 3700
 - Cambio di destinazione serbatoio TK 54

COMITATO TECNICO REGIONALE DI PREVENZIONE INCENDI
ANCONA

VERBALE RIUNIONE 19 dicembre 2006

API RAFFINERIA in Falconara (AN):

Prosecuzione istruttoria del rapporto di sicurezza
presentato in data 30 giugno 2004

In data odierna relazionano in merito al contenuto della documentazione presentata da Api Raffineria a seguito delle richieste dei CTR del 16 e 23 Maggio 2006 i gruppi di lavoro:

| | |
|------------------|---|
| Gruppo di lavoro | 1 |
| Oggetto | Impianti bassa pressione (PRB) |
| Componenti | Vignini, Angiuli (C.DO VV.F. AN) Tagliaventi, Alessandrini (ARPAM) |

| | |
|------------------|--|
| Gruppo di lavoro | 2 |
| Oggetto | Impianti bassa pressione (PRB) |
| Componenti | Fantini (C.DO VV.F. AN) Rampino (C.DO VV.F. PU) Tagliaventi, Alessandrini, Barbadoro (ARPAM) |

| | |
|------------------|---|
| Gruppo di lavoro | 3 |
| Oggetto | IGCC |
| Componenti | Bartolini, Cappellacci, Carducci, Rossi |

| | |
|------------------|--|
| Gruppo di lavoro | 4 |
| Oggetto | Impianti di servizi ausiliari e trattamento effluenti (PAS) |
| Componenti | Cecchini, Pertosa (C.DO VV.F. PU) Memè, Alessandrini, Barbadoro (ARPAM) |

| | |
|------------------|--|
| Gruppo di lavoro | 5 |
| Oggetto | Stoccaggi, movimentazione e carico prodotti OMB. |
| Componenti | Fazzini, Malizia, De Thomas (C.DO VV.F. AP) Schiavi, Alessandrini (ARPAM) |

| | |
|------------------|--|
| Gruppo di lavoro | 6 |
| Oggetto | Impianti a mare |
| Componenti | Benedetti (DIR.VV.F. AN) Patrizietti (C.DO VV.F. MC) Mengarelli (ARPAM AN) Piersigilli (ARPAM AN) |

| | |
|------------------|---|
| Gruppo di lavoro | 7 |
| Oggetto | Aspetti organizzativi e di gestione della produzione e dell'emergenza e reti comuni (antincendio, etc) |
| Componenti | Bolognini (Com. Falconara), D'Elia (ARPAM), Moliterni (Regione); Poggiali (VV.F) |

| | |
|------------------|--|
| Gruppo di lavoro | 8 |
| Oggetto | Rischi rilevanti di carattere ambientale (suolo, sottosuolo, aria, acque) |
| Componenti | Cartaro, Coppari, Marzocchini, Piersigilli (ARPAM) Poggiali (VV.F) Quercetti (Regione) |

Ascoltate le relazioni dei gruppi di lavoro, considerata la documentazione fornita da Api Raffineria con nota prot.n.3443/06 del 14/12/2006 a seguito dell'incontro preliminare del 30.11.2006, il CTR Marche, dopo ampia ed articolata discussione ed analisi, ritiene

di poter

ritenere conclusa l'istruttoria del Rapporto di sicurezza dello stabilimento di Falconara di API Raffineria di Ancona spa e, preso atto delle indicazioni emerse durante gli approfondimenti dei gruppi di lavoro, concorda con quanto in esse contenuto e richiede alla Soc. API Raffineria di Ancona spa quanto segue:

1. la realizzazione delle nuove prescrizioni integrative ritenute necessarie dal CTR indicate nell'allegato A al presente verbale nei tempi e nei modi ivi previsti
2. la realizzazione delle prescrizioni già imposte dal questo CTR in data 23.05.2006 con relativi cronoprogrammi indicato nell'allegato B

Il CTR ribadisce le raccomandazioni di carattere generale di cui al verbale del 23.05.2006 che di seguito si riportano, integrate dai punti dal 6 al 7:

| Raccomandazioni di carattere generale |
|--|
| 1. Tenuto conto del fatto che gli impianti della Raffineria API di Falconara insistono su un'area estremamente ristretta ed in taluni casi la carenza di spazi disponibili ha costretto allo sviluppo di impianti in verticale, si ritiene opportuno che in futuro i nuovi impianti o ristrutturazioni vengano realizzati prevedendo isole impiantistiche opportunamente separate da strade di idonea larghezza tale da consentire l'accesso all'area degli automezzi di soccorso e le operazioni di manutenzione; le strade contribuirebbero altresì a ridurre il rischio di eventuale propagazione degli incendi da un area all'altra. |
| 2. All'interno di ogni nuova isola di futura realizzazione dovrebbero essere realizzati solo quegli impianti e relative tubazioni tali da poter essere messi fuori esercizio completamente durante le operazioni di manutenzione. Tale scelta permetterebbe di isolare gli impianti rispetto agli altri in caso di emergenza e di far operare le imprese appaltatrici in aree prive di apparecchiature in esercizio. |
| 3. Deve essere formalizzato con il Comando Provinciale VVF di Ancona un protocollo per l'assistenza professionale, tecnica e strumentale del personale della Raffineria o consociati, in caso di incidenti stradali coinvolgenti autobotti contenenti idrocarburi. |
| 4. Poiché il gestore evidenzia che il sistema di contenimento di eventuali sversamenti a mare a disposizione della Raffineria e' stato progettato per rilasci fino a 10 mc di prodotto e per tempi di intervento di circa ¾ d'ora, il CTR ritiene che il giudizio circa l'idoneità' e la sufficienza di tali mezzi di contenimento e recupero sia subordinato e comunque strettamente connesso alla tempistica di attivazione ed intervento nonché della potenzialità dei mezzi disponibili ed utilizzabili nell'ambito del Piano Operativo di intervento predisposto dall'Autorità' Marittima a cui tale problematica sarà tempestivamente sottoposta |
| 5. Si ritiene opportuno richiedere a RFI e Trenitalia se siano state adottate procedure per evitare fermata di treni nel tratto di linea ferroviaria che attraversa la Raffineria Api |

6. Il Gestore, è tenuto al rispetto delle misure generali di tutela previste dall'art. 3 del D.Lgs. 626/94 e deve provvedere, ai sensi dell'art. 5 comma 1 del D.Lgs. 334/99, all'adozione di tutti gli opportuni strumenti tecnici ed organizzativi atti a ridurre la possibilità che accadano incidenti rilevanti e comunque a ridurre le conseguenze per l'uomo e per l'ambiente

7. Il Gestore deve ottemperare a quanto indicato nel Decreto del Ministero dell'Ambiente 16 marzo 1998: "Modalità con le quali i fabbricanti per le attività a rischio di incidente rilevante devono procedere all'informazione, all'addestramento e all'equipaggiamento di coloro che lavorano in situ";

Si da mandato alla Commissione di verifica di cui all'istruttoria del precedente rapporto di sicurezza di effettuare verifiche presso la Raffineria dell'attuazione delle prescrizioni di cui agli allegati A e B con cadenza semestrale. La Commissione relazionerà al CTR su quanto riscontrato

Restano impregiudicate le prescrizioni non ancora attuate impartite dal CTR con verbale del 10.12.2002 e successive integrazioni relative alle conclusioni dell'istruttoria del RDS del 2000.

Allegato A

COMITATO TECNICO REGIONALE PER LE MARCHE 19 dicembre 2006

Istruttoria rapporto di sicurezza di Api Raffineria

edizione giugno 2004 e successive integrazioni

| Ulteriori prescrizioni ritenute necessarie dal CTR | | Tempo concesso da CTR | Note |
|---|--|------------------------------|--|
| Impianti alta pressione (PRA) | | | |
| 2.1. Tutte le isole in cui possano verificarsi sbandimenti in fase liquida devono essere dotate di idonei sistemi di contenimento dei prodotti. | | Marzo 2007 | |
| Con la nota del 14.12.2006 n. 3443/06 è stato fornito da API quanto richiesto. Nell'allegato 1 sono individuate le isole in cui sono programmati interventi di ripristino delle cordolature | | | |
| 2.2. Il PEI deve considerare in modo specifico: <ul style="list-style-type: none">• i provvedimenti per il ripristino e il disinquinamento dell'ambiente dopo un incidente rilevante (art. 11 comma 2 lettera d DPR 334/99) Con la nota del 14.12.2006 n. 33443/06 API ha comunicato che il PEI è in fase di revisione. | | Marzo 2007 | |
| 2.3. I manuali operativi delle unità a cui il PEI rimanda, nella sezione IX Emergenza, paragrafo IX.3 Trattamento dell'Emergenza, devono considerare con maggior dettaglio: <ul style="list-style-type: none">• le azioni critiche fondamentali il cui successo permettere di evitare l'escalation dell'emergenza che porta all'incidente rilevante• per situazioni o eventi prevedibili che potrebbero avere un ruolo determinante nel causare un incidente rilevante, la descrizione delle misure da adottare per far fronte a tali situazioni o eventi e per limitarne le conseguenze; la descrizione deve comprendere le apparecchiature di sicurezza e le misure disponibili. Con la nota del 14.12.2006 n. 33443/06 API comunica che la revisione dei manuali operativi sarà effettuata in linea con la pianificazione prevista dalla procedura SQA. P. 021 "Gestione degli aggiornamenti dei manuali operativi" | | | Api provvederà a comunicare alla Commissione di verifica semestrale l'elenco dei manuali operativi revisionati |

IGCC

| | |
|--|--|
| <p>3.1: Passaggio in isola e sistemi vapore, acqua raffreddamento, aria strumenti.</p> <p>Pur riconoscendo i miglioramenti di affidabilità dell'alimentazione elettrica dalla rete nazionale mediante l'installazione di ulteriori protezioni (differenziali), tuttavia non sembra tuttora completamente risolta la problematica della continuità e della ridondanza dell'alimentazione elettrica. La raffineria tuttora non è alimentata con l'assetto di rete N-1 come previsto dal GRIN per le utenze della propria rete.</p> <p>Avendo API dichiarato in una precedente riunione che lo studio del CESI relativo al funzionamento dell'assetto "in isola" dell'intero stabilimento (raffineria e IGCC) era già stato fatto, la raffineria API dovrà presentare al CTR il citato studio.</p> <p>Nel caso in cui da tale studio non emerga la possibilità di realizzare la ridondanza elettrica, la problematica della torcia assume PRIMARIA importanza (cfr. punto 3.2).</p> <p>In tale studio dovrà essere chiarita l'indipendenza e la ridondanza del sistema vapore, acqua raffreddamento e aria strumenti. In particolare dovrà essere chiarito se la mancanza di energia elettrica inibisce la produzione di vapore, la circolazione di acqua raffreddamento e la produzione aria strumenti.</p> | <p>Marzo 2007</p> <p>Il CTR al ricevimento della documentazione richiesta effettuerà le valutazioni di competenza ed esprimerà le eventuali prescrizioni che riterrà necessarie.</p> |
| <p>3.2. Idoneità sistema torcia.</p> <p>Con la nota del 14.12.2006 n. 33443/06 API Raffineria ha presentato una dichiarazione (allegato 3) a firma del direttore dello stabilimento con la quale si attesta che il sistema torcia (U-5700) è stato progettato, costruito e verificato per l'emergenza "dimensionante" derivante dalla mancanza totale di energia elettrica all'intero stabilimento.</p> <p>API dovrà presentare una relazione tecnica al CTR dimostrante in maniera univoca (progetto e verifica) che il dimensionamento della torcia è in grado di smaltire la massima portata di gas proveniente contestualmente dalla raffineria e dall'IGCC, senza superare i massimi valori di contro pressione previsti dal progetto.</p> | <p>Marzo 2007</p> <p>Il CTR al ricevimento della documentazione richiesta effettuerà le valutazioni di competenza ed esprimerà le eventuali prescrizioni che riterrà necessarie.</p> |
| <p>3.3. Certificazione CE della installazione dell'insieme dei singoli componenti costituenti il sistema di sicurezza dell'impianto IGCC.</p> <p>Api dovrà produrre una dichiarazione CE di conformità del sistema complessivo di sicurezza installato.</p> | <p>Marzo 2007</p> <p>Il CTR al ricevimento della documentazione richiesta effettuerà le valutazioni di competenza ed esprimerà le eventuali prescrizioni che riterrà necessarie.</p> |

Impianti a mare

6.1 Emergenze in mare.

Alla richiesta del CTR del 23.5.06 in merito alla idoneità dei mezzi disponibili da parte della Raffineria in caso di emergenze a mare, la ditta non ha fornito, in maniera compiuta, le informazioni richieste, limitandosi a trasmettere il Piano di Intervento predisposto dalla Capitaneria di Porto.

Pertanto, anche sulla base di quanto affermato dal rappresentante della Capitaneria di Porto circa l'insufficienza dei mezzi e materiali a disposizione della Raffineria, nelle more di una dettagliata relazione da redigersi da parte della competente Capitaneria, ai sensi del punto b) commi 4, 5 e 6 del Decreto del Direttore del Dipartimento Territorio e Ambiente Regione Marche n.18/03 del 30.6.03 (rinnovo della concessione petrolifera), tutto il materiale antinquinamento attualmente a disposizione di Api Raffineria deve essere del tipo approvato e omologato dagli enti competenti. Di quanto sopra dovrà essere fornita comunicazione al CTR.

Inoltre si prescrive la presentazione dell'ultima verifica effettuata sulla tenuta delle tubazioni a mare, nonché l'attestazione della periodicità delle verifiche in questione.

Marzo 2007

Il CTR al ricevimento della documentazione richiesta effettuerà le valutazioni di competenza ed esprimerà le eventuali prescrizioni che riterrà necessarie.

Rischi rilevanti di carattere ambientale (suolo, sottosuolo, aria, acque)

| | | |
|--|--|--|
| <p>8.1 Mappa delle conseguenze che tenga conto della velocità di propagazione, modello idrogeologico e altri parametri.</p> <p>Api Raffineria dichiara di non essere in grado di fornire il modello idrogeologico richiesto se non prima di un periodo di tempo stimato di 6 mesi circa</p> <p>Si ribadisce la necessità di acquisire tale mappatura, senza la quale non è possibile verificare le conseguenze degli effetti degli incidenti rilevanti di carattere ambientale</p> | <p>Sei mesi dal ricevimento del presente verbale</p> | <p>Il CTR al ricevimento della documentazione richiesta effettuerà le valutazioni di competenza ed esprimerà le eventuali prescrizioni che riterrà necessarie.</p> |
| <p>8.2 Idoneità misure di prevenzione e protezione di carattere ambientale individuati nel rapporto di sicurezza</p> <p>In sede di verifica finale, che sarà effettuata a conclusione dell'istruttoria del rapporto stesso, gli incaricati verificheranno a campione l'effettiva applicazione delle misure dichiarate</p> | | |
| <p>8.3 Dimostrare che le misure di prevenzione e protezione di cui al punto 8.2 possono essere in grado di contenere gli effetti degli incidenti rilevanti ipotizzati o nel caso in cui non lo fossero, indicare le misure di sicurezza aggiuntive previste</p> <p>Api Raffineria dichiara che l'unica conseguenza attesa sull'ambiente dovuta ad incidenti ambientali sviluppabili a terra, risulta essere la contaminazione della falda al di sotto dell'area in cui insiste la raffineria, senza possibilità di contaminazione delle aree</p> <p>E' necessario che tale affermazione sia oggettivamente supportata dal modello idrogeologico di cui al punto 8.1 e relativa cartografia, richiesto al precedente punto 8.1.</p> <p>Si prescrive che vengano effettuati dei sondaggi/carotaggi, oltre che all'interno della raffineria, anche nel tratto di mare antistante lo stabilimento, previa acquisizione delle necessarie autorizzazioni del MATTM</p> | <p>Sei mesi dal ricevimento del presente verbale</p> | <p>Il CTR al ricevimento della documentazione richiesta effettuerà le valutazioni di competenza ed esprimerà le eventuali prescrizioni che riterrà necessarie</p> |

| | | |
|---|--|---|
| <p>1 B - Inserire MOV a monte ed a valle delle apparecchiature ove l'intercettazione della perdita è possibile, ossia per le seguenti unità indicate da API Raffineria:</p> <p>1000.1 Perdita di grezzo da P-1010 1000.4 Perdita di Ragia da P-1003 1400-1850.1 Rilascio gasolio leggero da P-1402 1900.1 Rilascio di gasolio pesante da P-1905 3500.2 Perdita di propano liquido da P-3503</p> <p>o ad individuare soluzioni alternative che garantiscano equivalente livello di sicurezza, tenendo conto di applicare le migliori tecniche di settore disponibili secondo le vigenti normative.</p> <p>Analogo provvedimento dovrà essere valutato per tutte le apparecchiature che movimentano prodotti idrocarburi che possano dare luogo a rilasci che generano gli eventi incidentali rilevanti indicati nel rapporto di sicurezza.</p> | <p>Esercitazioni mensili su procedure intercettazione linee e in caso di emergenza riportandole nel registro delle attività di addestramento</p> | <p>Si approvano le proposte ed il relativo cronoprogramma di attuazione contenuti nella nota Api del 06.11.2006 prot. 24022 con cui si fornisce l'elenco delle pompe e compressori che movimentano prodotti idrocarburi di origine di eventuali incidenti rilevanti con il relativo cronoprogramma di installazione delle MOV</p> |
|---|--|---|

| | | |
|--|--|--|
| <p>1 C - in relazione alla eventuale presenza di prodotto liquido infiammabile all'interno del sistema acqua di raffreddamento, il CTR ritiene che debba essere implementato il sistema di controllo attualmente adottato da API Raffineria (la presenza di prodotto idrocarburoico all'interno del circuito di acqua di raffreddamento è rilevabile visivamente dal personale operativo mediante sopralluogo delle torri di raffreddamento: vasche di raccolta acqua, ventilatori e circuiti di trasferimento acqua) in quanto non garantisce adeguata tempestività e costanza nel tempo.</p> <p>API Raffineria dovrà pertanto adottare un sistema che sia in grado di segnalare tempestivamente eventuale presenza di prodotto liquido infiammabile all'interno del sistema di acqua di raffreddamento, ad esempio dotandosi di un impianto di rilevazione automatica di idrocarburi in corrispondenza delle torri di raffreddamento (vasche di raccolta acqua, ventilatori e circuiti di trasferimento acqua) o ad individuare soluzioni alternative che garantiscano equivalente livello di sicurezza, tenendo conto di applicare le migliori tecniche di settore disponibili secondo le vigenti normative.</p> | <p>Incrementare i controlli di esplosività nelle aree di interesse con la relativa segnalazione nel registro dei controlli</p> | <p>Si approvano le proposte ed il relativo cronoprogramma di attuazione contenuti nella nota Api del 28.06.2006 prot. N. 5783 con cui Api dichiara che si sta procedendo alla ricerca presso i fornitori di sistemi di rilevazione al fine di verificare la disponibilità di metodologie di analisi applicabili ai sistemi di raffreddamento a torri evaporative incluse le tempistiche di realizzazione. Il sistema potrà essere installato su tutte le torri di raffreddamento entro marzo 2007.</p> |
|--|--|--|

Impianti alta pressione (PRA)

2 A - Per le valvole di bypass di tutte le colonne di raffineria che non sono ancora provviste di limit-switch, come quella che è stata tra le cause del recente superamento del valore di soglia per le emissioni di SO_x, siano adottati gli stessi standards già in uso per le valvole motorizzate ON-OFF (sistema di indicazione della posizione di apertura e chiusura con *indicazione di apertura/chiusura segnalata tramite DCS*).
In alternativa individuare soluzioni alternative che garantiscano equivalente livello di sicurezza, tenendo conto di applicare le migliori tecniche di settore disponibili secondo le vigenti normative

Si approvano le proposte ed il relativo cronoprogramma di attuazione contenuti nella nota Api del 06.11.2006 prot. 24022 con cui Api dichiara che da una analisi degli impianti di raffineria i circuiti di by-pass delle colonne di lavaggio T2506, T3102, T3501, T3202 sono risultati critici per l'instaurarsi di assetti impiantistici tali da poter dare origine a superamenti di valori di soglia per le emissioni di Sox.; Tutti i circuiti di by-pass di cui sopra sono, ad eccezione della T3202, sono forniti di valvole manuali d'intercetto che sono dotate di limit switch di apertura e chiusura, con indicazione al DCS delle rispettive unità. L'intervento relativo al circuito di by-pass della T3202 sarà effettuato durante la prossima fermata generale di manutenzione dell'unità prevista per febbraio 2007; nel transitorio la valvola manuale di intercetto posta sul circuito di by-pass è stata resa CSO (valvola lucchettata chiusa).

ICGG

| | | |
|--|--|---|
| <p>3 A - Tenuto conto che nel rapporto di sicurezza viene assunto un fattore di corrosione pari a 0 (tasso di corrosione inferiore a 0,1 mm/anno), si chiede il programma di sostituzione preventiva delle apparecchiature dell'impianto ICGG più critiche per quanto riguarda la corrosione e l'erosione.</p> | <p>Incrementare i controlli dello stato delle apparecchiature più critiche con la relativa segnalazione nel registro dei controlli</p> | <p>Si approvano le proposte ed il relativo cronoprogramma di attuazione contenuti nella nota Api del 18 luglio 2006 prot. N. 6412 con cui Api fornisce il piano di verifiche ispettive</p> |
| <p>3 B - Le procedure relative agli interventi di manutenzione sugli impianti ossigeno sono in lingua inglese ed hanno carattere generico. Si prescrive l'adozione di specifiche procedure riferite alla pulizia delle linee ossigeno dell'impianto in esame.</p> | | <p>Si approvano le proposte contenute nella nota Api del 23.08.2006 prot. N. 7393 con cui Api fornisce copia della specifica procedura relativa alla pulizia delle tubazioni che adducono ossigeno alla ICGG.</p> |
| <p>3 C - Si prescrive l'adozione di una dettagliata procedura di collaudo per le valvole installate sull'impianto ossigeno, gassificazione e recupero gas acidi (impianti soggetti ad azioni corrosive).</p> | | <p>Si approvano le proposte contenute nella nota Api del 23.08.2006 prot. N. 7393 con cui Api fornisce copia della specifica procedura relativa alla prova di tenuta delle valvole regolatrici esistenti in raffineria.</p> |

Stoccaggi, movimentazione e carico prodotti OMB

5 A - È stata effettuata da parte di API Raffineria la valutazione probabilistica dello scenario incidentale di incendio coinvolgente la linea ferroviaria, escludendo come non credibile, l'eventualità di contestuali arresti dei convogli nell'area interessata. Il CTR ritiene che la probabilità di arresto di un convoglio, in caso di evento incidentale come sopra indicato, sia molto più elevata di quella considerata dalla società (es. arresto da parte del conducente o azionamento dei freni di emergenza da parte degli stessi passeggeri, o altre cause). Pertanto, tenuto conto del fatto che il serbatoio n. 327 contenente gasolio risulta a distanze tali dalla linea ferroviaria da poter indurre, in caso di incendio, effetti sui passeggeri di treni in transito, per il suddetto serbatoio dovranno essere adottati gli stessi standard attualmente previsti in raffineria per serbatoi contenenti prodotti di cat.A, per tutti gli aspetti applicabili ad un serbatoio a tetto fisso.

Deve essere ripresentato, sulla base delle migliori introdotte sul serbatoio n. 327, il calcolo della probabilità di incendio in bacino di contenimento con albero dei guasti

Si approvano le proposte ed il relativo cronoprogramma di attuazione contenuti nella nota Api del 18 luglio 2006 prot. N. 6412 . L'adeguamento del TK 327 è previsto per il periodo 2008-2013.

Aspetti organizzativi e di gestione della produzione e dell'emergenza e reti comuni (antincendio, etc)

| | | |
|---|---|---|
| <p>7 A - è necessario da parte di API Raffineria mantenere un costante controllo dell'apprendimento della attività di formazione svolta, soprattutto per quella effettuata direttamente sul posto di lavoro</p> | <p>Prescrizione da adottare immediatamente</p> | |
| <p>7 B - API Raffineria dovrà effettuare verifiche sulle procedure emesse, al fine di riscontrare che i procedimenti in queste previsti vengano completamente seguiti</p> | <p>Prescrizione da adottare immediatamente</p> | <p>Si approvano le proposte contenute nella nota Api del 18 luglio 2006 prot. N. 6412 con cui Api fornisce sia l'elenco delle procedure SQ la cui applicazione attua le prescrizioni e sia un cronoprogramma di revisione del sistema di gestione integrato</p> |
| <p>7 C - Dovrà essere migliorata l'essenzialità delle procedure adottate in Raffineria</p> | <p>Prescrizione da implementare costantemente nel tempo</p> | |
| <p>7 D - Nella casermetta antincendio, dovranno essere disponibili le azioni di emergenza da intraprendere per ognuno degli scenari incidentali rilevanti ipotizzati nel rapporto di sicurezza della Raffineria</p> | <p>Prescrizione da adottare immediatamente</p> | <p>Si approvano le proposte contenute nella nota Api del 18 luglio 2006 prot. N. 6412 con cui Api dichiara di aver redatto delle specifiche schede inserite nel manuale operativo dell'unità antincendio (U-5600)</p> |
| <p>7 E - Il manuale operativo antincendio dovrà essere aggiornato tenendo conto delle ipotesi incidentali individuate nell'ultimo rapporto di sicurezza</p> | <p>Prescrizione da adottare immediatamente</p> | <p>Si approvano le proposte contenute nella nota Api del 18 luglio 2006 prot. N. 6412 con cui Api dichiara di aver provveduto alla revisione del manuale operativo antincendio dell'unità antincendio" (U-5600)</p> |
| <p>7 F - Le procedure di manutenzione dei sistemi di sicurezza in stand-by (ad esempio quelle adottate per le pompe dell'acqua antincendio) devono prevedere il tempestivo ripristino delle condizioni di efficienza dei dispositivi soggetti a manutenzione predittiva</p> | <p>Prescrizione da adottare immediatamente</p> | <p>Si approvano le proposte contenute nella nota Api del 18 luglio 2006 prot. N. 6412 con cui Api dichiara di aver provveduto alla revisione della procedura SQA 010 (Attività di manutenzione)</p> |

| | | |
|---|--|---|
| <p>7 G- Vista la importanza ed il rilievo che ha nell'ambito della sicurezza degli impianti della Raffineria la attività di manutenzione, si ritiene opportuno che per ogni reparto della Raffineria venga individuata nell'organico la figura dell' "operatore di manutenzione", che dovrà essere preposto al controllo delle attività di manutenzione nel reparto di sua competenza</p> | | <p>Si approvano le proposte contenute nella nota Api del 28.06.2006 prot. N. 5783 Api con una nota esplicativa afferma che la figura richiesta è già considerata nell'organizzazione.</p> |
| <p>7 H - Poiché le pompe ed i compressori posizionati sotto od in vicinanza di accumulatori contenenti prodotti infiammabili possono essere causa di possibili evoluzioni di incidenti rilevanti, API Raffineria deve presentare al CTR, per la successiva approvazione, un programma per il riposizionamento di tutte le pompe ed i compressori che sono ubicati sotto o in vicinanza degli accumulatori contenenti prodotti infiammabili per i quali, a seguito di rilascio ed incendio di prodotto dalle pompe o compressori, si possa ipotizzare una evoluzione che conduce ad un incidentale rilevante, o ad individuare soluzioni alternative che garantiscano la prevenzione di un incidente rilevante, tenendo conto di applicare le migliori tecniche di settore disponibili secondo le vigenti normative.</p> | | <p>Si approvano le proposte ed il relativo cronoprogramma di attuazione contenuti nella nota Api del 28.06.2006 prot. N. 5783 e nota del 2.12.2006 prot. N. 10707 con cui Api fornisce uno studio con cui individuare le azioni necessarie per assicurare l'applicazione della prescrizione ai fini della prevenzione degli incidenti rilevanti.</p> <p>Dallo studio Api evidenzia che la ricollocazione di pompe e compressori non produce effetti significativi sulla riduzione della frequenza di accadimento di BLEVE dei recipienti di processo. Inoltre dal punto di vista tecnico le pompe non possono essere molto lontane dal recipiente.</p> <p>Api propone altre possibili azioni per abbassare la frequenza di accadimento del BLEVE per quelle apparecchiature che hanno frequenza di accadimento maggiore di 10-6 eventi/anno (D-2501 e D-3301) quali: prevedere valvole di azionamento a distanza, sistemi a diluivio, coibentazioni antifluoco.</p> <p>Api dichiara di realizzare gli interventi previsti entro dicembre 2007</p> |

| | | |
|---|--|---|
| <p>7 I - Tutte le cabine elettriche più prossime agli impianti di produzione ed agli stoccaggi di idrocarburi (in planimetria si sono evidenziate quelle denominate F, G, H, I) dovranno essere dotate di impianti di rilevazione fumi e, qualora non pressurizzate, di rilevatori di prodotti idrocarburi che prevedano l'allarme in sala controllo e la messa in sicurezza delle apparecchiature.</p> | | <p>Si approvano le proposte ed il relativo cronoprogramma di attuazione contenuti nella nota Api del 28.06.2006 prot. N. 5783. L'intervento potrà essere completato entro aprile 2007</p> |
|---|--|---|

Rischi rilevanti di carattere ambientale (suolo, sottosuolo, aria, acque)

| | | |
|--|--|--|
| <p>8 A - gli stoccaggi delle sostanze non idrocarburiche classificate "pericolose per l'ambiente" dovranno possedere i seguenti requisiti:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ogni sostanza dovrà essere stoccata in proprio bacino di contenimento di capacità pari al volume stoccato 2. i bacini di contenimento dovranno essere posti sotto copertura, impermeabilizzati e resistenti alla sostanza che deve contenere 3. dovrà essere prodotta una mappa dello stabilimento ove sono indicati gli stoccaggi delle sostanze pericolose per l'ambiente e la relativa quantità in deposito. 4. | | <p>Si approvano le proposte ed il relativo cronoprogramma di attuazione contenuti nella nota Api del 28.06.2006 prot. N. 5783. L'intervento potrà essere completato entro marzo 2007</p> |
| <p>8 B - I serbatoi di benzina interrati e non utilizzati dell'ex Deposito Nazionale dovranno essere svuotati, bonificati, rimossi e verificato lo stato della qualità del suolo sottostante</p> | | <p>Si approvano le proposte ed il relativo cronoprogramma di attuazione contenuti nella nota Api del 28.06.2006 prot. N. 5783. Api fornirà entro dicembre 2006 un progetto per il riutilizzo dei serbatoi.</p> |
| <p>8 C - Dall'impianto di trattamento reflui non dovrà essere possibile lo sversamento direttamente a mare di acque non trattate né in caso di massiccio afflusso idrico (ad esempio in caso di utilizzo di acqua antincendio per grandi incendi), né in caso di malfunzionamento dell'impianto stesso. Dovranno essere redatte apposite procedure che descrivano le azioni operative da mettere in atto i in tali evenienze; nel documento/ manuale che sostanzia le procedure dovranno essere riportate le attrezzature, i servizi e gli impianti disponibili. La sintesi di tali procedure dovrà essere opportunamente riportata nel piano di emergenza interno della Raffineria.</p> | | <p>Si approvano le proposte contenute nella nota Api del 19,10,2006 prot. N. 9108. Api dichiara di aver provveduto a redigere una istruzione operativa di reparto con lo scopo di evitare lo sversamento a mare di prodotto attraverso l'impianto di trattamento reflui (U-4600)</p> |

| | | |
|---|--|---|
| <p>8 D - Dovranno essere previsti sistemi atti ad evitare che attraverso la apertura di ispezione esistente lungo il fosso Rigatta nei pressi dell' ex deposito bitume, possano riversarsi nel fosso stesso idrocarburi e sostanze pericolose per l' ambiente acquatico . Analogo provvedimento dovrà essere adottato per altre eventuali simili situazioni presenti nel sedime degli impianti e dei depositi</p> | | <p>Con nota Api del 18 luglio 2006 prot. N. 6412 Api dichiara che la copertura dell' apertura è condizionata alla disponibilità delle aree tutt' ora sotto sequestro.</p> <p>Il CTR prende atto di quanto dichiarato e si chiede di realizzare quanto richiesto</p> |
|---|--|---|

COMITATO TECNICO REGIONALE DI PREVENZIONE INCENDI
ANCONA

VERBALE RIUNIONE 19 DICEMBRE 2006
API RAFFINERIA in Falconara (AN):

Esito della sesta verifica semestrale della attuazione delle prescrizioni del CTR del 10.12.2002 da parte di API Raffineria

RELATORE: DOTT. D'ELIA

Il Dott. D'ELIA relaziona in merito agli aspetti critici emersi nel corso dei sopralluoghi effettuati per la redazione della quinta relazione semestrale sullo stato di attuazione delle prescrizioni imposte dal CTR in data 10.12.2002, presentata al CTR Marche ed alla Regione Marche il 9 agosto 2006.

Non vi erano prescrizioni cui la soc. Api Raffineria avrebbe dovuto adempiere entro il 30.06.2006.

Le prescrizioni cui la società API Raffineria avrebbe dovuto essere mantenute nel tempo (A1, A2, A5, C2, I5, P1, P2, P3, P4, V1) risultano adempiute.

Verificata la discordanza evidenziata nella precedente visita semestrale (rif ctr del 23 maggio 2006):

R4 Nel prodotto applicato per garantire idonea resistenza al fuoco dei pilastri delle unità U2100 e U3200 sono state inglobate: condutture elettriche, cavi, contenitori di coperte tagliafuoco ed altri accessori.

In data 7 settembre sono state prodotte le certificazioni di resistenza al fuoco (corretta posa in opera e corrispondenza in opera) del fire proofing delle unità 2100 (splitter benzine) e 3200(desolforazione 2)

Si rimanda alla prossima visita semestrale la verifica delle seguenti attività:
il Gestore dovrà provvedere ad una verifica sul raggiungimento degli obiettivi che ci si attendeva attraverso i Safety Talk
al termine della revisione dello standard interno (S.I.) "Serraggio a Caldo" effettuare il corso di aggiornamento alle ditte di manutenzione sulla procedura in questione.

COMITATO TECNICO REGIONALE DI PREVENZIONE INCENDI
ANCONA

VERBALE RIUNIONE 19 DICEMBRE 2006
API RAFFINERIA in Falconara (AN):

DICHIARAZIONI DI NON AGGRAVIO DEL PRESISTENTE LIVELLO DI
RISCHIO RELATIVAMENTE

- Nuovo additivo gasolio e riscaldamento – U 4000
- Realizzazione impianto osmosi inversa e revamping impianto di pretrattamento acqua in ingresso
- Ripristino impianto stoccaggio e carico bitumi
- Realizzazione nuovo impianto di recupero CO2
- Revamping impianto rigenerazione Ammina – U 3700
- Cambio di destinazione serbatoio TK 54

(RELATORE: ING. VIGNINI)

Sentita la relazione dell'ing Vignini si prende atto che gli interventi previsti dalla Raffineria Api di Falconara Marittima non determinano un aumento del preesistente livello di rischio di incidenti rilevanti degli impianti stessi.

Tuttavia per l'impianto di recupero CO2, considerato che la CO2 viene stoccata in due serbatoi orizzontali da 300 mc in fase liquida e a pressione di 20 bar, si ritiene che debbano essere approfondite le interazioni (sovrappressioni, irraggiamento, ecc) delle sezioni purificazione, compressione, liquefazione, stoccaggio e caricamento CO2 con gli impianti e stoccaggi limitrofi, al fine di valutare l'opportunità di realizzare impianti di raffreddamento a pioggia sia dei serbatoi di accumulo che delle baia di carica della CO2.

