



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

**DI CONCERTO CON IL
MINISTRO PER I BENI E LE ATTIVITA' CULTURALI**



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

prot. DSA-DEC-2007-0000894 del 19/11/2007

VISTO l'art. 6, comma 2 e seguenti, della legge 8 luglio 1986 n. 349;

VISTO il D.P.C.M. del 10 agosto 1988, n. 377;

VISTO il D.P.C.M. 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 D.P.C.M. del 10 agosto 1988, n. 377".

VISTO l'art. 18, comma 5, della legge 11 marzo 1988, n.67; il D.P.C.M. del 2 febbraio 1989 costitutivo della Commissione per le Valutazioni dell'Impatto Ambientale e successive modifiche ed integrazioni; il Decreto del Ministero dell'Ambiente del 13 aprile 1989 concernente l'organizzazione ed il funzionamento della predetta Commissione; il D.P.C.M. del 20 settembre 2005 di istituzione della Commissione per le Valutazioni dell'Impatto Ambientale;

VISTA la richiesta di pronuncia di compatibilità ambientale presentata in data 18/07/2006 dalla Società ENI S.p.A Divisione Refining & Marketing, con sede legale in Roma, Piazzale E.Mattei 1, ed acquisita dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con prot.n. DSA/2006/19163., relativa al progetto "Integrazione di una unità Hydrocracking nell'esistente unità RHU per l'adeguamento alle disposizioni Comunità Europea (Dir. 98/70/CEE e CEE/CEE/Ce n.17 del 03/03/2003)" da attuarsi nel sito della Raffineria di Taranto;

VISTA la pubblicazione dell'annuncio relativo alla domanda della pronuncia di compatibilità ambientale ed al conseguente deposito del progetto e dello studio di impatto ambientale per la pubblica consultazione avvenuta in data 14 Luglio 2006 sui quotidiani "La Repubblica" e "Il Corriere del Giorno";

VISTA la documentazione progettuale, lo Studio di Impatto Ambientale e la documentazione integrativa richiesta nel corso dell'istruttoria della Commissione per la Valutazione dell'Impatto Ambientale;

VISTA il parere n. 928 favorevole con prescrizioni emesso in data 21 giugno 2007 dalla Commissione per le Valutazioni dell'Impatto Ambientale;

CR. AR

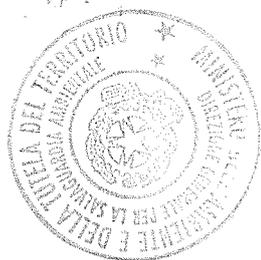
**CONSIDERATO CHE:**

- L'opera rientra tra i progetti per i quali la Regione Puglia ha espresso concorrente interesse regionale;
- la documentazione tecnica trasmessa consiste in un progetto di modifica della Raffineria ENI R&M di Taranto, che consiste nella integrazione di una unità di Hydrocracking nell'esistente unità RHU (Residue Hydroconversion Unit) unitamente ai suoi impianti ausiliari (impianto di recupero zolfo - unità Claus e unità TGTU, impianto idrogeno, due camini, una torcia) e un gasdotto di collegamento alla rete Snam;
- la presente modifica si inquadra nell'ambito delle realizzazioni necessarie ad adeguare le produzioni di raffineria alle disposizioni della Comunità Europea (Direttive 98/70/CE e CEE/CEEA/CE n° 17 del 3/03/2003), recepite nell'ordinamento nazionale con D.P.C.M. 434 del 23 novembre 2000, con D.P.C.M. 29/2002 e con Legge 31/10/2003 n. 306, che impongono a partire dal gennaio 2009 una ulteriore diminuzione della concentrazione di zolfo nelle benzine e nei gasoli fino a 10 ppm rispetto alla concentrazione oggi ammessa di 50 ppm;
- il Proponente prevede di esercire l'impianto aumentando l'attuale produzione di prodotti petroliferi, pari a circa 5,98 milioni di tonnellate/anno, fino alla massima capacità di lavorazione del greggio autorizzata pari a 6,5 milioni di tonnellate/anno;
- gli interventi proposti riguardano:
 - realizzazione di una sezione Hydrocracking (HCR), che sarà alimentata con il gasolio pesante da vuoto, proveniente dall'impianto di Riconversione Residui (RHU), e produrrà un olio diesel a basso contenuto di zolfo (meno di 4 ppm) e di azoto (meno di 1 ppm);
 - realizzazione di impianti ancillari necessari al nuovo assetto di Raffineria con Hydrocracking;
 - un gasdotto della lunghezza di circa 4,8 km per la fornitura del gas metano dalla rete Snam.
- gli adeguamenti impiantistici sopra descritti, necessari per conformarsi con le sopra citate direttive "auto oil", consentiranno di fornire al mercato prodotti fortemente meno inquinanti degli attuali e di ottenere un miglioramento complessivo della prestazione ambientale della raffineria attraverso la riduzione delle emissioni di inquinanti in atmosfera per unità di greggio lavorato. Ciò, in quanto l'incremento della produzione di *fuel gas*, derivante dalla realizzazione dei nuovi impianti, e la fornitura del gas metano, derivante dalla realizzazione del gasdotto, consentirà di azzerare l'utilizzo del *fuel oil*, attualmente utilizzato come combustibile in raffineria;

VALUTATO sulla base del predetto parere della Commissione per le Valutazioni d'Impatto Ambientale che:

per quanto riguarda il quadro di riferimento programmatico

JK
AR



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

- il progetto risulta coerente con le seguenti normative di settore ed i seguenti strumenti di piano e di programma:
 - *Protocollo di Kyoto e la Conferenza Nazionale Energia e Ambiente;*
 - *Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 434 del 23 novembre 2000, in recepimento della Direttiva 98/70/CE relativa alla qualità della benzina e del combustibile diesel;*
 - *Direttiva CEE/CEEA/CE n. 17 del 03 marzo 2003, operante modifica della Direttiva 98/70/CE relativa alla qualità della benzina e del combustibile diesel recepita nell'ordinamento nazionale, con D.P.C.M. 29/2002 e con Legge 31/10/2003 n. 306 e D.Lgs 21 marzo 2005, n. 66;*
 - *Piano Urbanistico Territoriale Tematico per il Paesaggio (PUTT/p), approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 1748 del 15/12/2000, in vigore dal 11/01/2001, e in adempimento a quanto disposto dalla legge 08/08/85 n. 431 e dalla legge regionale n. 56 del 31/05/80;*
 - *Piano di Bacino (PAI): approvato con Delibera del Comitato Istituzionale il 30/11/2005 e pubblicato sulla G.U. n. 8 del 11/01/2006;*
 - *Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR), recentemente approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 827 del 08/06/2007, che contiene indirizzi e obiettivi strategici in campo energetico in un orizzonte temporale di dieci anni e costituisce il quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che, in tale campo, assumono iniziative nel territorio della Regione Puglia;*
 - *Piano Regolatore Generale (PRG) del Comune di Taranto;*
- i progetti allo studio (nuovi sistemi di Hydrocracking, impianto di recupero zolfo e impianto idrogeno) sono coerenti con le disposizioni relative al progressivo incremento del grado di desolforazione dei combustibili previsto dalla normativa di settore;
- il progetto è compatibile con le norme relative al controllo delle emissioni in atmosfera;

Sono state individuate aree di tutela SIC o ZPS entro l'area Vasta Considerata di circa 10 km intorno al sito di raffineria. Tali aree protette sono:

SIC/ZPS	Nome Sito	Cod. Natura 2000	Distanza dallo Stabilimento	Direzione
SIC	Masseria Torre Bianco	IT9130002	7.750 km	Nord Est
SIC	Mar Piccolo	IT9130004	4 km.	Est
SIC	Pinete dell'Arco Ionico	IT9130006	4.9 km.	Nord Ovest
SIC/ZPS	Area delle Gravine	IT9130007	4 km.	Nord
SIC	Posidonieto Isola San Pietro - Torre Canneto	IT9130008	5.1 km	Sud

CR



- relativamente agli adempimenti previsti dal D.M. 471/99, nel Marzo 2003 ENI ha presentato il "Piano di Caratterizzazione del Sito" e il Progetto definitivo di bonifica del suolo e del sottosuolo. I risultati della caratterizzazione hanno evidenziato per le aree di pertinenza della raffineria la sostanziale conformità del terreno ai limiti previsti dal DM 471/99 per i siti ad uso commerciale e industriale e la Conferenza dei Servizi Decisoria presso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio del 13 marzo 2006 ha deciso la restituzione agli usi legittimi di alcune aree di Raffineria, tra cui quelle interessate dal presente progetto;
- Risulta ancora in corso l'istruttoria ex Decreto legislativo 334/99 in materia di rischi rilevanti, relativamente all'aggiornamento del Piano di Sicurezza in funzione all'adeguamento progettuale oggetto della presente procedura.

VALUTATO CHE:

per quanto riguarda il quadro di riferimento progettuale

Stato attuale

- La Raffineria dell'ENI S.p.A. Divisione R&M è ubicata all'interno dell'area industriale di Taranto; essa è entrata in esercizio nel 1967 e si estende su di un'area di circa 275 ettari, ha attualmente una capacità autorizzata di 6,5 milioni di tonnellate annue di petrolio grezzo;
- Gli Impianti di raffineria lavorano come materie prime sia "greggi", sia "semilavorati a lavorazione". Inoltre, vengono importati dall'esterno alcuni semilavorati (essenzialmente benzine) che vengono aggiunti ("blending") alla produzione ottenuta dalla lavorazione negli impianti di raffineria. In particolare, le quantità di materie prime in ingresso alla raffineria per gli anni 2001-2005, in kton, sono:

Materie Prime	2001	2002	2003	2004	2005
<i>Carica Impianti</i>	<i>kton</i>	<i>kton</i>	<i>kton</i>	<i>kton</i>	<i>Kton</i>
Grezzi	3.628	3.090	3.724	4.502	4.780
Semilavorati a lavorazione	1.067	1.385	981	958	1.203
Totale materie in lavorazione	4.695	4.475	4.705	5.460	5.983
<i>A Blending</i>					
Semilavorati a miscelazione	197	361	309	406	311
Totale materie prime	4.893	4.836	5.014	5.866	6.294

fonte: PERF - Bilancio di Raffineria

- le quantità di prodotti in uscita dalla raffineria per gli anni 2001-2005, in kton, sono:

Prodotti Finiti	2001	2002	2003	2004	2005
	<i>kton</i>	<i>kton</i>	<i>kton</i>	<i>kton</i>	<i>kton</i>
GPL	118	117	121	148	108
Virgin Nafta	83	132	206	208	298
Benzine	1.072	1.095	934	1.185	938
Petroli e Jet fuel	53	56	56	48	66

CBM



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

Prodotti Finiti	2001	2002	2003	2004	2005
	<i>kton</i>	<i>kton</i>	<i>kton</i>	<i>kton</i>	<i>kton</i>
Gasoli	1.813	1.625	1.668	1.974	2.167
Olio combustibile	916	931	1.039	1288	1.572
Fuel Gas a CTE	90	94	78	72	84
Bitumi	199	178	218	336	313
Gasolio pesante da Vacuum e altri	187	257	335	208	237
Zolfo	56	56	59	68	80
TOTALE PRODOTTI	4.587	4.542	4.713	5.535	5.864

fonte: PERF - Bilancio di Raffineria

- Altre materie prime impiegate in raffineria sono i prodotti petroliferi semilavorati, catalizzatori ed altri chemicals utilizzati prevalentemente negli impianti di trattamento reflui liquidi e gassosi;
- Il ciclo di lavorazione attualmente in esercizio consente la produzione di Gasoli, Benzine, GPL, Jet Fuel, Oli Combustibili, Bitumi e Zolfo puro;
- I principali processi produttivi ed impianti della raffineria sono:
 - Distillazione primaria (CDU), durante la quale vengono estratti gas+GPL, Nafta, Kerosene, Gasolio Leggero e Pesante, Residuo Atmosferico;
 - Distillazione sottovuoto (VACUUM), durante la quale vengono recuperati gasoli da vuoto (VGO), e residuo da vuoto, utilizzati come carica per gli impianti di conversione catalitica e termica (RHU e TSTC);
 - Impianto Hydrotreating (HDT) che opera la desolforazione della benzina in presenza di idrogeno, attraverso la formazione di H₂S. I prodotti finali di questa fase sono H₂S (Idrogeno Solforato – acido solfidrico), GPL, benzina desolforata, nafta;
 - Reforming Catalitico semi-rigenerativo (RC2) finalizzato alla produzione di benzine ad alto numero di ottano. I prodotti e i sottoprodotti di questa fase sono costituiti da benzina riformata, idrogeno, GPL e Fuel Gas;
 - Isomerizzazione Catalitica TIP, che serve ad incrementare il numero di ottano della benzina leggera attraverso la conversione degli idrocarburi leggeri a catena lineare in isomeri a catena ramificata, a più alto numero di ottano;
 - Desolforazione Catalitica (HDS1, HDS2), il processo di desolforazione catalitica permette di rimuovere dai prodotti (gasoli, kerosene) i composti solforati. I prodotti in uscita sono gasolio desolforato, gas combustibile, kerosene e benzina. Nella reazione avviene anche un blando cracking della carica che porta alla formazione di sottoprodotti, quali Fuel Gas e Nafta; l'H₂S formato è separato dal gas di riciclo mediante un lavaggio amminico (HDS2);
 - Impianto di Thermal Cracking (TSTC), Il TSTC è un impianto di conversione termica dei residui di distillazione atmosferica o dei residui da vuoto. Da questa lavorazione si producono Fuel Gas e H₂S, GPL, Benzine, Gasolio, Thermal Tar, Visbroken Residue. Il gpl e le benzine sono trattati in impianti di eliminazione di composti solforati complessi, mentre i gasoli sono inviati alle desolforazioni HDS1/2;

APR



- Impianto di Riconversione Residui (RHU), dove avviene la conversione di un residuo di provenienza da Topping in prodotti pregiati desolforati leggeri, medi pesanti e oli combustibili. Dalle quattro sezioni dell'impianto vengono estratti fuel gas, nafta, kerosene, gasolio (leggero e pesante), frazioni leggere (acqua, H₂S, in condensabili, ecc), residuo;
 - Impianti Produzione Idrogeno, che producono l'idrogeno necessario alle attività di Raffineria, partendo da una miscela di fuel gas di Raffineria e GPL. L'idrogeno prodotto ha una purezza del 99,9%;
 - Impianti di Trattamento Prodotti Leggeri: i prodotti leggeri (gas, GPL e benzine) provenienti dagli impianti principali vengono trattati allo scopo di eliminare i composti solforati e successivamente frazionati nei vari prodotti finali, quali composti solforati (mercaptani);
 - Impianti Claus- Scot completano il processo di "eliminazione" dello zolfo dai prodotti/flussi di Raffineria, consentendo di trasformare l'H₂S proveniente dalle colonne di rigenerazione delle ammine (utilizzate nei lavaggi amminici di gas e gasoli) e dagli Impianti SWS in zolfo allo stato liquido;
 - Impianti Sour Water Stripper, sono due impianti che hanno il compito di eliminare (strippare) l'idrogeno solforato e l'ammoniaca da quelle acque di processo che, essendo particolarmente "acide", non possono essere inviate direttamente all'impianto di depurazione;
 - Impianto di distillazione a osmosi inversa dell'acqua di mare della capacità complessiva di circa 200 t/h;
 - Impianto di desalinizzazione a resine cationiche dell'acqua emunta dalla prima falda;
- Tutta l'energia utilizzata nell'attuale ciclo di produzione della raffineria viene fornita da una centrale termoelettrica di proprietà Enipower, sotto forma di vapore, energia elettrica e aria compressa;
 - All'interno della Raffineria, oltre alle caldaie della CTE di proprietà Enipower, sono presenti numerose caldaie, a combustione o a recupero, che hanno il compito di completare la produzione di vapore non realizzabile da Enipower. Tali caldaie possono alimentare le reti vapore di Raffineria a 60, 15 e 3,5 bar, oppure direttamente gli impianti di processo a cui sono abbinati;
 - L'energia termica necessaria a queste caldaie è prodotta in forni dedicati e presenti nelle diverse sezioni della Raffineria, per una potenza totale di 458 MW. I combustibili utilizzati in tutti i forni di Raffineria sono olio combustibile (F.O.), con contenuto massimo dell'1% di zolfo prodotto dalla stessa Raffineria e gas incondensabili (F.G.), con contenuto massimo di zolfo di 100 ppm, provenienti dai processi di produzione;
 - I consumi energetici della raffineria del periodo 2001-2005 sono i seguenti:

Consumi/produzioni energia elettrica	2001	2002	2003	2004	2005
Energia Elettrica Importata da CTE (MWh)	180.820	150.317	230.911	270.207	301.077
Energia Elettrica Importata da Rete Elettrica Nazionale (MWh)	84.616	112.393	17.127	0	0



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

Consumi/produzioni energia elettrica	2001	2002	2003	2004	2005
<i>Totale Energia Elettrica consumata (MWh)</i>	265.436	262.710	248.038	270.207	301.077
Consumo di Fuel Gas (t)	171.487	169.601	197.423	217.327	254.900
Consumo di Fuel Oil (t)	109.007	96.214	71.439	77.136	71.100

- **Emissioni in atmosfera** - Le attività di raffineria generano due tipologie di emissioni: emissioni convogliate ed emissioni diffuse;
- Le emissioni di un singolo forno, o di più forni contemporaneamente, sono raccolte in un sistema di camini;
- Per la raffineria in questione, ai sensi delle vigenti normative nazionali e regionali, i limiti da rispettare per le concentrazioni medie orarie delle emissioni di inquinanti convogliate sono quelli mostrati nelle seguenti tabelle:

Valori Limite delle Emissioni Gassose di Raffineria ai Sensi della L.R. n.7 del 22/01/1999

Parametro	Camini E1, E2, E4*	Camini E7, E8*
SO ₂	1.360 mg/Nm ³	28 mg/Nm ³
NO _x	400 mg/Nm ³	160 mg/Nm ³
CO	200 mg/Nm ³	-
Polveri	64 mg/Nm ³	4 mg/Nm ³

*O₂ di riferimento: 3%

Valori di Riferimento di Emissione Globale (D.D. n.1039 del 27.12.2004 Regione Puglia)

Parametro	Emissione (t/a)
SO ₂	2.986,5
NO _x	926
CO	122
Polveri	160,4

- I dati relativi alle emissioni globali di raffineria relative al periodo 1996/2005, mostrano una sostanziale riduzione delle emissioni degli inquinanti dal 1996 al 2005 pari a circa il 36+37% per SO₂, NO_x e CO e pari a circa il 23% per le polveri;
- Le caratteristiche dei camini e delle emissioni dei principali inquinanti di raffineria (SO₂, CO, NO_x, polveri) sono riportate nella Tabella seguente, che si riferisce allo scenario emissivo dell'anno 2003, ai sensi della D.D. n. 1039 del 27.12.2004 Regione Puglia.

APR AR



Camino	ore funz	Portata (Nmc/h)	Altezza camino	Diametro camino (m)	SO2 (mg/Nmc)	SO2 (kg/h)	NOx (mg/Nmc)	NOx (kg/h)	CO (mg/Nmc)	CO (kg/h)	Polveri (mg/Nmc)	Polveri (kg/h)
E1	8760	148553	100,0	3,83	1012	150,3	340,4	50,6	18,4	2,7	46,1	6,8
E2	8760	230421	120,0	5	825,4	190,2	222,2	51,2	47,6	11	48,6	11,2
E3*	8760	617400	100,0	4,22	360	222,3	136	84	126	77,8	40	24,7
E4	8760	7212	54,7	1,59	34,8	0,3	197,9	1,4	11,1	0,1	29,3	0,2
E7	8760	1556	20,1	0,38	14,7	0,02	102,7	0,2	14,7	0	0	0
E8	8760	25419	94,0	1,6	4,9	0,1	92,1	2,3	4,5	0,1	2,2	0,1
Totale annuo escluso E3 (t/a)						(t/a)						
						2.986,5		926		121,9		160,4

- La Raffineria è dotata di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SO₂, NO_x, CO, PST, temperatura, ossigeno e portata dei fumi) sui camini E1 e E2 (oltre che sul camino E3 di EniPower). I dati del monitoraggio continuo confluiscono sul computer del laboratorio, da cui vengono trasmesse le medie orarie, sia al sistema informatico di Raffineria, che all'ARPA Puglia Dipartimento Provinciale di Taranto;
- Vengono effettuate campagne analitiche per la determinazione di "macro inquinanti" (SO₂, NO_x, PST, CO, CH₄, CO₂, COVNM, N₂O, PM₁₀, HFC - CFC - PFC) tramite l'ausilio di un Laboratorio esterno, in contraddittorio con l'ARPA Dipartimento Provinciale di Taranto, con frequenza e modalità stabilite secondo apposite procedure del Sistema di Gestione Ambientale (SGA). L'ARPA Dipartimento Provinciale di Taranto effettua, inoltre, un servizio di laboratorio esterno per la Raffineria monitorando ai camini i "micro inquinanti" con frequenza e modalità stabilite sempre secondo apposite procedure del SGA;
- I dati di emissione di SO₂ e CO₂ relativi alle Torce (E5 ed E6) sono ottenuti mediante calcolo stechiometrico, assumendo che il 50% delle perdite di Raffineria venga combusto alle stesse. Di queste, i 3/4 vengono combusti dalla torcia E6 ed il rimanente 1/4 dalla torcia E5;
- I dati relativi alle emissioni convogliate sono elaborati da un apposito reparto aziendale che emette periodicamente un report di sintesi per le funzioni di Raffineria e comunicazioni ufficiali agli enti interessati, in accordo con le prescrizioni vigenti;
- I quantitativi complessivi delle emissioni diffuse sono calcolati periodicamente secondo una procedura di calcolo definita da ENI Divisione R&M. I valori relativi al periodo 2001-2005, riportati nella Dichiarazione Ambientale Rapporto Eni Divisione R&M, 2005 (Revisione 4 del 30/12/05) sono i seguenti:

Tipologia di Impianto	2001 ton	2002 ton	2003 ton	2004 ton	2005 ton
Impianti movimentazione stoccaggio	90,5	101,8	102,1	90,7	85,7
Impianti di caricamento cisterne mobili	24,5	1,6	39,4	38,2	36,2
Impianto di processo	362,8	334,2	380,7	457,1	479,6
Impianto trattamento effluenti liquidi	11,0	32,3	32,3	31,3	31,3
Totale emissioni	488,8	469,9	554,5	617,3	632,8

AR

AR



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

- Sono adottati gli accorgimenti prescritti dalla normativa vigente e tipicamente utilizzati nell'industria petrolifera per contenere le emissioni diffuse;
- **Scarichi idrici** - Tutte le acque reflue che interessano le aree della raffineria vengono convogliate all'impianto di depurazione TAE, della capacità di depurazione di 550 mc/h. Nel suo complesso l'impianto di trattamento delle acque effluenti (TAE) è composto da una sezione di desolfurazione, per l'abbattimento dei solfuri nei reflui provenienti da Desalter e Sour Water Stripper; una sezione di sollevamento e accumulo; una sezione dei trattamenti primari; una sezione di biofiltrazione, per la depurazione biologica delle acque reflue di processo; una sezione fanghi, una sezione di ispessimento e disidratazione dei fanghi, prodotti principalmente dal processo biologico. Oltre all'impianto TAE è presente un impianto Sour Water Stripper (SWS) che ha il compito di eliminare (strippare) l'idrogeno solforato e l'ammoniaca da quelle acque di processo che, essendo particolarmente acide, non possono essere inviate direttamente all'impianto di depurazione;
- La Raffineria di Taranto ha attualmente in corso la realizzazione del progetto denominato "Water Reuse", approvato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio in data 02/09/04. Il progetto prevede la realizzazione di una sezione di ultrafiltrazione che fa uso di una membrana capace di bloccare tutte le particelle di taglia superiore a 0,01 µm (batteri, virus, protozoi, alghe e grosse molecole organiche), e una sezione di dissalazione ad osmosi inversa che permetterà il riutilizzo delle acque reflue provenienti dalla sezione di biofiltrazione dell'impianto TAE e delle acque reflue provenienti dalla bonifica della falda superficiale sottostante la raffineria. Tale progetto permetterà di conseguenza di minimizzare i prelievi idrici per le acque di pozzo. L'impianto manterrà l'attuale capacità di trattamento pari a 550 mc/h. Con la realizzazione di questo progetto la Raffineria potrà ridurre sia i prelievi che gli scarichi idrici minimizzando, da un lato il prelievo di acqua da pozzo e di acqua demi da ILVA, e dall'altro riducendo complessivamente lo scarico a mare delle acque di processo;
- I reflui in uscita dal trattamento biologico dell'impianto TAE vengono immessi nel Mar Grande. Lo scarico finale della raffineria è stato autorizzato dal Provvedimento Autorizzazione agli scarichi di Raffineria con Determina Dirigenziale Servizio Ecologia Ambiente della Provincia di Taranto n° 176 del 18/10/04;
- **Approvvigionamento idrico** - L'approvvigionamento e l'utilizzo della risorsa idrica in Raffineria avviene secondo le seguenti modalità:
 - *acqua potabile*: prelievo dall'Acquedotto per usi igienico-sanitari;
 - *acqua di mare*: prelievo dal Mar Grande mediante pompe sommerse per utilizzo come acqua antincendio e come acqua di raffreddamento e di processo per gli impianti. Una frazione di acqua di mare viene utilizzata per la produzione di acqua demineralizzata impiegata negli impianti di processo, tramite due impianti di dissalazione (integrati da un impianto di filtrazione a letti misti) gestiti da EniPower. Parte della produzione di acqua demineralizzata viene anche utilizzata per la produzione di vapore da distribuire alla raffineria;
 - *acqua dai pozzi*: prelievo da 4 pozzi ubicati all'interno della Raffineria di acqua di falda profonda (profondità maggiore di 100 m), per acqua di processo e per produzione di acqua demineralizzata tramite l'uso sia di impianti a osmosi inversa con capacità complessiva, che di impianti di desalinizzazione a resine cationiche e anioniche, entrambi gestiti da

CRi

AR



EniPower. Inoltre, in funzione delle richieste, ulteriore acqua demineralizzata viene approvvigionata dalla società ILVA allo Stabilimento EniPower, che provvede successivamente a ridistribuirla alla Raffineria insieme alla propria produzione;

- **Emissioni sonore** - Il territorio circostante la raffineria è sottoposto ai limiti acustici del D.P.C.M. 01.03.1991 (70 dBA diurni e notturni). I recettori sensibili sono costituiti dall'area residenziale del quartiere Tamburi, ad una distanza di circa 1.000 m dal confine di raffineria, dalla chiesa di S. Maria della Giustizia, ubicata sulla S.S. 106 Jonica che attraversa il sito di raffineria, Punta Rondinella, ad una distanza di oltre 1.500 m. I monitoraggi effettuati mostrano il rispetto dei limiti imposti dalla normativa vigente nell'area industriale, tranne in alcuni punti fortemente influenzati dal traffico stradale sulla S.S. 106;
- **Rifiuti** - I rifiuti speciali prodotti in raffineria (rottame di ferro, materiale elettrico e lana di roccia non inquinati, legno e rifiuti assimilabili agli urbani, accumulo fusti e bulk vuoti contaminati, fusti e cassoni scarrabili per fanghi palabili, materiali inquinanti, oli lubrificanti esausti e rifiuti solidi speciali pericolosi, catalizzatori esausti) sono depositati temporaneamente in 5 aree all'interno dello stabilimento;
- **Suolo e sottosuolo** - La Raffineria occupa una superficie pari a 275 ettari e ricade all'interno di un sito di interesse nazionale ai sensi della legge n. 426 del 9/12/1998 e successivo decreto autorizzativo del 10/01/2000. La Raffineria ha eseguito attività per la realizzazione del Piano di Caratterizzazione Ambientale della Raffineria di Taranto, ai sensi del D.M. 471/99; successivamente è stato predisposto il "Progetto Definitivo di Bonifica Suolo e Sottosuolo" e trasmesso agli Enti in data 20/05/05;

Modifiche progettuali proposte

Le azioni di progetto previste sono:

- Integrazione di una sezione Hydrocracking (HCR) nell'esistente unità di Riconversione Residui (RHU);
- realizzazione di impianti ancillari necessari al nuovo assetto di Raffineria con Hydrocracking, comprendenti:
 - un impianto di recupero zolfo (unità Claus e unità TGTU);
 - un impianto idrogeno;
 - due camini (E9, E10);
 - una torcia, da asservire ai nuovi impianti.
- un gasdotto della lunghezza di circa 4,8 km per la fornitura del gas metano dalla rete Snam.

Impianto Hydrocracking

- L'impianto di Hydrocracking (HCR), di capacità media di 2500 t/g, si va ad integrare con l'impianto esistente di idrodesolforazione e conversione del residuo (RHU) con l'obiettivo di produrre un olio diesel a basso contenuto di zolfo (meno di 4 ppm) e di azoto (meno di 1 ppm) per ottimizzare la conversione globale della Raffineria;
- L'impianto Hydrocracking sarà alimentato principalmente dal gasolio pesante da vuoto (circa 1.900 t/g con taglio 370 - 520 °C), proveniente dalla sezione vuoto dell'unità RHU,

AR

AR



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

attualmente in parte alimentato al Thermal Cracking (TSTC). La rimanente carica secondaria sarà il gasolio pesante da vuoto prodotto dal Flash Vacuum (circa 600 t/g con taglio 370 – 410 °C), proveniente dall'unità di distillazione atmosferica;

- Oltre alla produzione di gasolio pregiato di altissima qualità, come prodotti secondari della conversione si otterranno gas di raffineria, GPL e benzine. Il nuovo impianto HCR-RHU è dotato di due forni alimentati a fuel gas della potenza complessiva di 35 MW; i fumi di combustione prodotti saranno convogliati al camino esistente denominato E8;
- La nuova unità sarà composta da una sezione di alimentazione, una sezione di reazione, una sezione di separazione e ricircolo dell'idrogeno non reagito;
- Sezione di alimentazione. La sezione di alimentazione del reattore HCR tratterà la corrente di gasolio da vuoto desolfurato proveniente dall'unità esistente di idrodesolforazione e conversione del residuo (RHU), unita alla corrente di gasolio da vuoto proveniente dall'unità di distillazione sotto vuoto o da serbatoio. L'alimentazione, preriscaldata e filtrata, viene pompata al reattore. Prima di entrare nel reattore, la corrente di alimentazione viene unita alla corrente ricca di idrogeno del gas di riciclo e gas di make-up e dopo riscaldamento in scambiatore unita alla corrente di alimentazione di idrogeno proveniente dal forno esistente e da quello di nuova realizzazione dell'unità RHU;
- Sezione di Reazione (HCR) La sezione di reazione HCR contiene il reattore di hydrocracking in un circuito ad alta pressione. Il reattore, al 95% di conversione globale, rimuove lo zolfo (meno di 4 ppm), l'azoto (meno di 1 ppm) e riduce il contenuto di aromatici (fino al 6 % in peso). I prodotti di reazione, il diesel e i prodotti più leggeri sono recuperati nella sezione di separazione, mentre la maggior parte dell'olio non convertito è ricircolato caldo all'hydrocracker. La corrente uscente dal reattore è composta da idrocarburi leggeri, benzine, diesel, gasolio non convertito e idrogeno in eccesso. Questa, dopo essere stata raffreddata attraverso scambiatori di calore, entra nella sezione di separazione;
- Sezione di Separazione e Ricircolo dell'Idrogeno non Reagito La sezione di separazione contiene le apparecchiature necessarie per la separazione dell'effluente del reattore dalla corrente di gas ricca di idrogeno non reagito. Il primo, dopo essere stato trattato opportunamente, viene inviato alla sezione di distillazione, il secondo lavato dall'H₂S nello scrubber esistente dell'unità RHU dalla corrente di ammine. La corrente di gas uscente dallo scrubber è compressa dal compressore del gas di riciclo dell'unità RHU: una parte è ricircolata al reattore, l'altra si unisce all'alimentazione di gas fresco;
- Sezione di Distillazione La sezione di distillazione è progettata per separare i prodotti di reazione dell'HCR in: gas acidi, benzine non stabilizzate, diesel e gasolio da vuoto che viene riciclato in alimentazione al reattore. La corrente idrocarburica proveniente dalla sezione di separazione dell'idrogeno è scaldata prima di essere alimentata nella colonna frazionatrice. Una parte della corrente prodotta, costituita dalle benzine non stabilizzate, è inviata alla colonna stabilizzatrice dopo essersi unita alle benzine provenienti dalla colonna di distillazione atmosferica esistente. La parte rimanente è ricircolata in colonna come riflusso. La corrente gassosa è inviata all'aircooler esistente dell'unità RHU. I vapori dello stripper sono alimentati di nuovo in colonna, mentre la corrente uscente dal fondo dello stripper viene raffreddata e poi inviata a serbatoio. Una parte della corrente in uscita dal fondo della colonna

Chri

AR



frazionatrice è inviata al thermal cracker esistente oppure raffreddata e mandata a stoccaggio. La maggior parte della corrente è rialimentata al reattore;

- Sezione di Compressione dell'Idrogeno di Make-Up La sezione di compressione dell'idrogeno di alimentazione è costituita da 4 treni di compressione identici, di 3 stadi di compressione ciascuno: tre treni di compressione sono esistenti, il quarto sarà aggiunto. Tutto l'idrogeno di alimentazione è inviato all'accumulatore in aspirazione del primo stadio di compressione dove viene separato l'eventuale liquido trascinato e inviato ai treni di compressione. Le correnti di gas compresso uscenti dai treni di compressione sono riunite e alimentate ai reattori HCR e RHU;
- Sezione di Stabilizzazione delle Benzine Lo scopo della sezione di stabilizzazione delle benzine è di rimuovere il GPL dalla corrente di alimentazione, costituita dalla nafta proveniente dalle sezioni HCR e RHU;

Impianto Idrogeno

- Il nuovo impianto per la produzione di idrogeno avrà una capacità produttiva di circa 55,000 Nmc/h di idrogeno puro (4,9 t/h). Oltre all'idrogeno, l'impianto genererà vapore surriscaldato ad alta pressione (64 kg/cm²). La materia prima utilizzata da quest'impianto sarà il gas naturale della rete Snam RG;
- L'impianto di produzione idrogeno sarà suddiviso nelle seguenti quattro sezioni principali:
- desolforazione gas naturale;
 - reforming;
 - conversione di CO (shift section);
 - separazione dell'idrogeno (pressure swing adsorption (PSA) unit);
- Il nuovo impianto idrogeno è dotato di un forno alimentato a gas metano della potenza complessiva di 97 MW; i fumi di combustione prodotti saranno convogliati a un nuovo camino (denominato E9), di altezza pari a 40 m e diametro interno di 2,0 m;
 - Sezione di Desolforazione. La sezione di desolforazione contiene tre reattori: l'Hydrogenator e due Absorber di H₂S, identici, disposti in serie. Scopo di questa sezione è l'eliminazione dello zolfo contenuto nel gas naturale di alimentazione dell'impianto, velenoso per il catalizzatore di reforming. Il gas naturale è fornito al limite di batteria alla pressione di 40 kg/cm² e, prima della sezione di desolforazione, è miscelato con una piccola quantità di H₂ riciclato. Allo scopo di riscaldare l'alimentazione alla temperatura richiesta per il reattore (370 °C), l'alimentazione passa attraverso due Natural Gas Preaheater Coils, presenti nella sezione convettiva del reformer e installati in serie;
 - Sezione di Reforming. I principali componenti della sezione di reforming sono:
 - reattore di Prereformer;
 - forno di Reformer;
 - Waste Heat Boiler.
 - La funzione di questa sezione è convertire l'alimentazione di idrocarburi miscelata con vapore a gas di sintesi, contenente principalmente H₂, CO e CO₂, oltre a una piccola quantità di CH₄ non reagito. La reazione di reforming ha luogo in due momenti: il primo nel Prereformer e

car



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

successivamente nel Tubular Reformer. Nel Tubular Reformer ha luogo la maggior parte della conversione di metano a gas di sintesi (Reforming). Come combustibile primario sono usati gli off-gas provenienti dal PSA (Pressure Swing Adsorption) Unit contenenti una quantità di H₂ non separato, mentre il gas naturale è usato come combustibile secondario per bilanciare la richiesta di combustibile. I fumi prodotti nella camera di combustione, (in condizioni di leggero vuoto) con una temperatura di uscita di circa 1.061 ° C entrano nella sezione convettiva del Reformer, dove cedono il calore sensibile per:

- riscaldamento della miscela idrocarburo / vapore dal Prereformer prima di entrare nel Tubular Reformer;
 - preriscaldamento della miscela di idrocarburo / vapore al Prereformer;
 - surriscaldamento del vapore;
 - riscaldamento dell'aria di combustione;
 - riscaldamento del gas naturale;
 - generazione di vapore a 67 kg/cm²;
- Sezione di Shift Converter Il componente principale di questa sezione è il reattore di conversione a media temperatura (MT Shift Converter). Scopo della sezione di Shift è la conversione di CO a CO₂, dalla reazione con H₂O, generando idrogeno. La reazione è di tipo esotermico. Il gas di processo dalla sezione di Reforming entra nel MT Shift Converter a una temperatura di 190 °C, per poi uscire a una temperatura di 310 °C. Prima di passare alla sezione successiva il gas subisce un primo raffreddamento fino a 250 °C;
- Raffreddamento del Gas di Processo Il gas di processo uscente dal MT Shift Converter è raffreddato in una serie di scambiatori di calore fino a 35 °C. La condensa di processo, separata nel Process Condensate Separator, è inviata alla Process Condensate Stripper. La condensa trattata, uscente dalla colonna (Process Condensate Stripper) è riciclata nel Deaerator per produrre BFW (Boiler Feed Water);
- Separazione dell'H₂ La funzione di questa sezione è la separazione dell'idrogeno contenuto nel gas di processo, per raggiungere la purezza richiesta. Il gas di processo contiene H₂, CO₂ e una certa quantità di CO e di metano. L' H₂ contenuto è purificato fino a un minimo di 99,5 % di purezza nella PSA (Pressure Swing Adsorption) Unit, che opera a una temperatura in ingresso di 35 °C. L'H₂ prodotto da questa unità è mandato al limite di batteria, una parte di esso è compressa e riciclata per essere miscelata all'alimentazione della sezione di desolforazione. Gli altri componenti del gas di processo, insieme all'idrogeno non separato, compongono i cosiddetti off-gas, che sono mandati alla sezione di Reforming come combustibile primario per il Tubular Reformer. Nell'unità PSA le impurità sono selettivamente adsorbite su un assorbente ad alta pressione per poi essere successivamente deadsorbite con la diminuzione della pressione. Le operazioni di adsorbimento e deadsorbimento sono ripetute ciclicamente. In questa unità non avvengono né reazioni chimiche né reazioni catalitiche;
- Generazione di Vapore ad Alta Pressione. Il vapore saturo ad alta pressione (67 kg/cm²) prodotto nella sezione di Reforming è surriscaldato a 475 ° C. Parte del vapore è usato come vapore di processo e come vapore di stripping all'interno dell'impianto, il resto è inviato al limite di batteria. L'acqua demineralizzata, alimentata anche dalle condense trattate provenienti dal Condensate Stripper, è trattata nel Deaerator;

clm

AR



Impianto di recupero zolfo

- Il progetto prevede la realizzazione di un impianto Claus e di un impianto TGT (Tail Gas Treatment Unit) con l'obiettivo di trattare H₂S e NH₃ provenienti dagli impianti in cui avvengono le reazioni di desolforazione. Nell'impianto saranno inserite le seguenti sezioni principali, complete di apparecchiature ausiliarie:
 - sezione Claus di recupero zolfo dimensionata per trattare il gas acido proveniente dall'impianto di rigenerazione ammina e dagli impianti SWS;
 - sezione trattamento del gas di coda proveniente sia dal nuovo Claus che dalle unità Claus esistenti (unità 2000 o 2001);
 - sezione di combustione del gas trattato, in uscita dalla sezione TGT;
 - sezione di degasaggio dello zolfo prodotto;
- La sezione TGT è dotata di un forno alimentato a fuel gas della potenza di 4 MW; i fumi di combustione saranno inviati a un nuovo camino, denominato E10, di altezza pari a 80 m e diametro di 2 m.
- Le principali sezioni di processo sono le seguenti:

Sezione di Claus I gas acido amminico e da SWS sono separatamente ricevuti nel nuovo impianto nei rispettivi accumulatori, che hanno anche la funzione di separazione e raccolta di eventuali trascinalenti di liquido nei gas. I gas miscelati sono inviati nella camera di combustione, ove viene immessa aria secondo un prefissato e controllato rapporto aria/gas. Il gas in uscita passa attraverso il fascio tubiero della caldaia e raffreddandosi cede calore, utilizzato per la generazione di vapore media pressione surriscaldato. Il gas passa quindi al condensatore, dove si raffredda ulteriormente producendo vapore di bassa pressione; in questo stadio si ha una prima condensazione dello zolfo, che viene inviato alla vasca di raccolta. Il gas viene inviato negli stadi successivi di reazione e condensazione, fino ad essere inviato in un condensatore finale e quindi al separatore liquido-gas;

Sezione TGT Il gas proveniente dalla sezione Claus viene inviato, previo riscaldamento, al reattore di riduzione della sezione TGT in cui si riconvertono in H₂S tutti i composti dello zolfo contenuti nel tail gas prodotto. L'effluente del reattore viene inviato in caldaia, in cui si produce vapore di bassa pressione previo raffreddamento del gas. Il gas è quindi inviato alla colonna di quench, dove dopo lavaggio in controcorrente e raffreddamento è inviato alla colonna di assorbimento con soluzione MDEA povera per l'assorbimento dell'H₂S e CO₂. Il gas uscente dalla colonna è inviato al combustore. La TGT tratterà i gas di coda provenienti anche da altre unità;

Sezione Degasaggio Zolfo Lo zolfo prodotto dalla sezione Claus è raccolto e inviato alla sezione di degasaggio, in cui si procede alla riduzione del tenore dell'H₂S contenuto, per portarlo a un contenuto inferiore a 10 ppm. In questa sezione lo zolfo liquido è inviato alla colonna di degasaggio, in cui si strappa l'H₂S con aria. Lo zolfo viene successivamente inviato in una vasca di raccolta. Gli sfiati di testa della colonna di degasaggio e i gas rilasciati nella vasca di raccolta sono inviati al combustore;

Sezione Combustore Il combustore può trattare indifferentemente il gas di coda della sezione claus e l'off-gas della sezione TGT. Il flusso gassoso in uscita è inviato al camino. Il sistema prevede il recupero di calore per la produzione di vapore;

AR

AR



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

Torcia

- Tutti gli apparecchi di Raffineria che lavorano in pressione sono protetti da valvole di sicurezza che, al raggiungimento di una determinata soglia di pressione, scaricano il fluido di processo contenuto nel recipiente in un collettore comune e bruciati in torcia. Le torce presenti in Raffineria non sono sufficienti per ricevere i fluidi provenienti dai nuovi impianti, per cui è necessaria la realizzazione di una nuova torcia a essi dedicata. La nuova torcia, di altezza di 130 m, avrà un funzionamento discontinuo;

Gasdotto

- Il gas naturale necessario per il funzionamento dell'impianto idrogeno sarà approvvigionato mediante la costruzione di un gasdotto di collegamento alla rete Snam RG. Il nuovo gasdotto avrà un diametro di 16" e consentirà l'approvvigionamento di 90.000 Nmc/h di gas naturale a una pressione di 65 bar (di cui 45.000 Nmc/h per la Raffineria, e 45.000 Nmc/h per la CTE di Enipower). Il consumo annuale per le attività di Raffineria sarà pari a circa 350.000.000 Nmc. Il gasdotto si collegherà alla rete Snam nei pressi della stazione ferroviaria Bellavista e la sua lunghezza sarà pari a circa 4,8 km. L'opera, secondo quanto dichiarato dal Proponente, sarà realizzata da Snam Rete Gas e per la quale è in corso una procedura autorizzativa regionale. Essa, inoltre, prevede l'ottenimento dell'Autorizzazione Paesaggistica, in quanto rientrante nel campo di applicazione del Dlg.s n. 42/2004 "Codice dei beni culturali e del paesaggio" e s.m.i.. L'Ente competente è il Comune di Taranto, a cui è già stata inviata richiesta di autorizzazione e la documentazione tecnica e ambientale per essa necessaria;

Bilanci materiali ed energetici

Materie Prime ed Altri Materiali

- A seguito alle modifiche impiantistiche introdotte dal progetto si prevede una modesta variazione del flusso di materie prime in ingresso alla raffineria rispetto al 2003 (ante operam):

Materie Prime	2003	2005	Previsione	Differenza	Variazione	Differenza	Variazione
<i>Carica Impianti</i>	<i>kton</i>	<i>kton</i>	<i>futura</i>	<i>con 2003</i>	<i>con 2003</i>	<i>con 2005</i>	<i>con 2005</i>
			<i>kton</i>	<i>kton</i>	<i>%</i>	<i>kton</i>	<i>%</i>
Grezzi	3.724	4.780	5.000	676	34,3%	220	4,6%
Semilavorati a lavorazione	981	1.203	1.500	119	54,2%	297	24,7%
Totale materie in lavorazione	<u>4.705</u>	5.983	6.500	795	32,9%	517	8,6%
<i>A Blending</i>							
Semilavorati miscelazione	^a 309	311	549	136	59,1%	238	76,5%
Totale materie prime	5.014	6.294	7.049	931	34,7%	755	12,0%

- Tale previsione considera la massima capacità di lavorazione di materiali attualmente autorizzata, pari a 6.500.000 t/a;

clp

AR



- Si avrà complessivamente un aumento di 931 kton di materie prime, pari all' 34,7% della quantità di materie prime utilizzate nell'anno 2003 (anno di riferimento ai sensi della Det. Dir. n.1039 del 27/12/2004 della Regione Puglia) e un aumento dei prodotti finali pari a 2.283 kton, pari all'41,3% della quantità di prodotti finali dell'anno 2003;
- Ci sarà un incremento di tutti i prodotti petroliferi rispetto al 2003 (ante operam), in particolare del gasolio a 10 ppm di zolfo e del fuel gas . Per quanto riguarda l'olio combustibile vi sarà un aumento (226 kton/a) rispetto all'anno 2003, ma una diminuzione, pari a 307 kton/a, rispetto al 2005;
- La conversione dei gasoli pesanti in gasoli a 10 ppm di zolfo, che avverrà nel nuovo impianto di Hydrocracking, produrrà anche una certa quantità di benzine. Quest'ultime risultano, a differenza dei gasoli, di scarsa qualità e, pertanto, sarà necessario introdurre dall'esterno, nel "blending" benzine, una maggior quantità di "semilavorati" ad alto ottano;
- Dalle reazioni di cracking che avvengono nel passaggio da gasoli pesanti a gasoli a basso zolfo, si producono anche maggiori quantità, di jet fuel, e di fuel gas. Quest'ultimo viene poi bruciato nei forni di processo con effetti benefici sulle emissioni;

Energia elettrica e combustibili

- Tutta l'energia utilizzata nell'attuale ciclo di produzione della raffineria viene fornita dalla Centrale Enipower ubicata all'interno dello stesso complesso industriale. Per quanto riguarda il bilancio energetico, vi saranno degli incrementi dei consumi di energia elettrica, fuel gas e gas metano, a discapito del fuel oil:

Consumi/produzione energia elettrica	2003	Previsione futura	Incremento	Incremento %
Energia elettrica importata da CTE (MWh)	230.911	443.865	142.788	32.2%
Energia elettrica importata rete elettrica nazionale (MWh)	17.127	0	0	0,0%
Totale energia elettrica consumata (MWh)	248.038	443.865	142.788	32.2%
Consumo Fuel gas (t)	197.423	280.129	25.229	9.0%
Consumo Fuel Oil (t)	71.439		0	0,0%
Gas naturale - metano (Nmc)			14.541.600	

- L'energia elettrica necessaria ad i nuovi impianti (riportata nella precedente tabella) sarà fornita dalla centrale ENIPower; il fuel gas dal ciclo produttivo e il gas metano dalla rete SNAM;
- La potenza elettrica assorbita dai nuovi impianti sarà pari a circa 16,3 MW (con impianti in marcia normale), mentre i nuovi forni degli impianti Hydrocracking, RHU, Idrogeno e Zolfo TGT avranno una potenza termica di 139 MW;
- I nuovi forni dell'impianto saranno dotati di bruciatori del tipo Low NOx, in modo tale da minimizzare le emissioni in atmosfera di ossidi di azoto derivanti dalla combustione;

dk

AR



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

CONSIDERATO CHE:

per quanto riguarda il quadro di riferimento ambientale

componente atmosfera e qualità dell'aria ante operam:

- Per definire la situazione meteorologica specifica dell'area oggetto di studio, sono stati analizzati i dati, relativi all'area di Marina di Vinosca, provenienti dalle registrazioni dell'Osservatorio Geofisico di Taranto e dati pluviometrici rilevati dall'Istituto Idrografico dei Lavori Pubblici riferiti al periodo 1990-2000 e dati già elaborati statisticamente, ricavati dalle pubblicazioni dell'aeronautica militare riferiti al periodo 1968-1991;
- I dati meteorologici ritenuti più attendibili dal proponente, ai fini dello studio della dispersione degli inquinanti, sono quelli relativi alle rilevazioni dell'Aeronautica Militare;

I dati hanno evidenziato che:

- la temperatura media sull'intero periodo di rilevamento è pari a circa 16°C; l'escursione termica media annuale sulle coste è relativamente bassa, pari a circa 14-16°C; i mesi più caldi sono luglio ed agosto con temperature medie di 25°C, mentre il più freddo è gennaio con temperature medie di 9,1°C;
- l'area risulta generalmente poco piovosa, con precipitazioni medie annuali pari a 443 mm di pioggia, per un totale di 61 giorni con pioggia, pari a circa il 16,7% dei giorni in un anno. Il mese più piovoso è novembre con 61 mm di pioggia, luglio è il mese meno piovoso con 14,4 mm;
- i mesi più secchi sono quelli estivi, con un valore minimo a luglio di 57% di U.R., mentre i più umidi sono quelli invernali, novembre e dicembre, con valori pari a 75 % di U.R. L'umidità relativa media annua è pari al 68% e la sua escursione media annua è del 18%;
- la distribuzione dei venti presenta una direzione prevalente lungo la direttrice NordOvest-SudEst (da Ovest con il 27,82% dei casi, da Nord-Ovest con 20,91%). Tale direzione rispecchia l'orientamento delle brezze marine e le brezze di terra tipiche dell'alternanza giorno-notte. Per quanto riguarda le velocità si osserva la predominanza di venti moderati con velocità tra i 5 ed i 12 nodi, tipici delle brezze marine;
- la stabilità atmosferica è caratterizzata per lo più dalla classe neutra (D) con il 37,7% dei casi; segue poi la situazione molto stabile (F +G) con il 31,1% dei casi, mentre le classi instabili (A+B+C) hanno una frequenza del 19,6%. Dall'analisi dei dati, risulta il prevalere delle categorie D e F+G in tutte le stagioni, mentre le categorie instabili (A e B) aumentano sensibilmente in estate. In classe neutra D la frequenza delle direzioni del vento ha un andamento simile a quello medio annuale; in condizioni più stabili (classi E, F+G) le direzioni più frequenti sono NE e N NW, ovvero venti di terra stratificati dallo scorrere su superfici fredde;
- la rete di monitoraggio della qualità dell'aria di Taranto è attualmente composta da n. 13 centraline automatiche di monitoraggio e da n.1 laboratorio mobile. Soltanto per le centraline ubicate in P.za Garibaldi, Via Orsini, Villa Peritato, Via Dante, località Paolo VI e San Vito è stato possibile risalire a serie storiche di dati, mentre per le altre non è stato possibile in quanto di recente installazione;

clm
AR



- l'analisi sullo stato della qualità dell'aria è stato condotto facendo riferimento ai dati ricavati dal Rapporto Annuale dell'anno 2003, redatto dall'Assessorato Ambiente, Ecologia e Sanità del Comune di Taranto, e da quelli registrati dalle due stazioni di rilevamento interne al sito di Raffineria;
- dai risultati dei monitoraggi ambientali, la qualità dell'aria appare discretamente critica nella stazione di via Orsini e Piazza Garibaldi dove vengono superati gli standard di riferimento tanto per i PM10 che per gli ossidi di azoto (media annua), mentre l'anidride solforosa appare complessivamente ben al di sotto dei limiti, soprattutto nel 2004; Analizzando i valori dei singoli inquinanti si può affermare che:
 - Anidride solforosa: il 99,73° percentile delle concentrazioni medie orarie rimane sempre al di sotto del limite di 350 µg/mc. Presso la stazione di via Orsini si è verificato il superamento del livello di allarme di 500 µg/mc nell'anno 2003;
 - Biossido di azoto: supera il limite delle concentrazioni medie annuali di cui al DM 60/2002, nel 2003 in Via Orsini e nel 2004 in Piazza Garibaldi. La concentrazione massima oraria non supera mai il livello di allarme di 400 µg/mc indicato dal DM 60/2002. Per quanto riguarda la stazione di via Orsini il 99,8° percentile risulta superiore al limite di 200 µg/mc. I superamenti dei limiti possono essere imputati in gran parte alla presenza di traffico veicolare, infatti la stazione di Via Orsini è di tipo C;
 - Polveri: le concentrazioni medie annue superano nella maggior parte delle stazioni il limite legislativo di riferimento di 40 µg/mc. Valori relativamente alti si sono registrati alla stazione di via Orsini nel 2003, tuttavia per quell'anno le concentrazioni si riferiscono alle PTS, per cui non confrontabili con i limiti della normativa vigente. Superamenti del valore di 40 µg/mc per le concentrazioni medie annue di PM10 si sono registrati in tutte le stazioni prese in considerazione, tranne Piazza Garibaldi nel 2004;
- lo stato della qualità dell'aria all'interno del perimetro del Sito, ricostruito attraverso i dati delle concentrazioni di inquinanti, forniti da Eni, relativi agli anni 2003-2004, mostra uno stato di qualità dell'aria sostanzialmente accettabile per quanto riguarda il biossido d'azoto e il biossido di zolfo con alcune concentrazioni elevate di polveri totali (PTS);

la componente atmosfera e qualità dell'aria in fase di cantiere:

- il volume rimosso durante le attività di scavo dei terreni per la costruzione di fondazioni e manufatti è pari a circa 31.500 mc;
- considerando la durata delle effettive attività di cantiere "21 mesi" si ricava un'emissione di polveri complessiva pari a circa 4 ton. Ipotizzando inoltre circa 460 giorni lavorativi totali per la realizzazione del progetto, si ottiene una produzione giornaliera di PTS (polveri totali sospese) pari a circa 8,8 kg/giorno;
- è stata effettuata una stima del rateo di deposizione di materiale aerodisperso in funzione della distanza dal cantiere. Sulla base delle ipotesi fatte, l'impatto dovuto alla deposizione di materiale aerodisperso diventa non significativo dopo i primi 100 metri dal cantiere, per annullarsi praticamente oltre i 300 metri;
- L'approccio adottato è cautelativo e il valore stimato rappresenta la massima deposizione che può verificarsi sottovento al cantiere e non quella media nel punto considerato;

APR



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

la componente atmosfera e qualità dell'aria post operam:

Emissioni convogliate

- la valutazione degli impatti connessi all'esercizio dell'impianto è stata effettuata dal proponente calcolando le concentrazioni in aria, a livello del suolo, derivanti dalle emissioni convogliate degli inquinanti prodotti. Tale valutazione è stata condotta tramite l'utilizzo dei modelli matematici diffusionali:
 - *ISC3 (Industrial Source Complex Dispersion Model)*- modello di dispersione gaussiano, adatto alla descrizione degli impatti nel breve e nel lungo periodo, ovvero alla stima delle concentrazioni di picco e delle medie annuali. Tali parametri risultano adatti per essere confrontati con i limiti stabiliti dalla normativa vigente sulla qualità dell'aria ambiente. ISC3, tuttavia, risulta talvolta fortemente conservativo nella valutazione delle concentrazioni in aree geografiche caratterizzate da orografia (morfologia del terreno) complessa;
 - *CALPUFF*- per alcune simulazioni di tipo "short term". CALPUFF, inserito dall'US EPA (Agenzia NordAmericana per la Protezione dell'Ambiente) nell'Appendix A di "Guideline on Air Quality Models", è adatto per effettuare simulazioni in aree morfologicamente complesse. Questo è in grado di riprodurre campi tridimensionali di vento e temperatura e campi bidimensionali di parametri descrittivi della turbolenza e di simulare il campo di vento su domini caratterizzati da orografia complessa;
- sono stati simulati i seguenti inquinanti, in quanto ritenuti i più impattanti sulla qualità dell'aria: Nox, SO₂, CO e Polveri; Lo studio della dispersione degli inquinanti in atmosfera è stato condotto all'interno di un dominio di calcolo di 30x30 km, facendo riferimento in particolare alle centraline di monitoraggio della qualità dell'aria presenti sul territorio, ai maggiori centri abitati ed alle aree protette SIC e ZPS;

Simulazioni Eseguite mediante il Codice ISC3

- Per il calcolo delle concentrazioni di punta (ISC3, versione short term) sono state svolte delle simulazioni per tutte le classi di condizioni meteorologiche, prendendo in considerazione:
 - 6 classi di velocità del vento: 1m/s, 1.5m/s, 3m/s, 5m/s, 9m/s, 12m/s;
 - 6 classi di stabilità atmosferica: A, B, C, D, E, F;
 - 16 direzioni del vento: N, NNE, NE, ..., NW, NNW.
- In totale sono dunque state svolte $6 \times 6 \times 16 = 576$ diverse simulazioni di tipo Short Term, andando a calcolare ogni volta le concentrazioni presso tutti i recettori. In seguito per ogni recettore sono state ordinate le concentrazioni in ordine decrescente, quindi ad ogni recettore è stata associata la concentrazione di interesse, cioè:
 - la massima per le polveri;
 - il 99,8° percentile per gli NO_x (cioè la concentrazione raggiunta per 18 ore/anno);
 - il 99,73° percentile per gli SO₂ (cioè la concentrazione raggiunta per 24 ore/anno).
- Al fine di analizzare e confrontare l'impatto attuale e futuro della Raffineria di Taranto sulla qualità dell'aria, sono stati definiti i seguenti scenari:

DR:



- Scenario attuale: simulazione delle emissioni in atmosfera, con riferimento allo scenario emissivo dell'anno di riferimento 2003, relative alla Raffineria di Taranto ed alla Centrale EniPower;
- Scenario futuro: simulazione delle emissioni in atmosfera, valutate nella configurazione futura, relative alla Raffineria di Taranto ed alla Centrale EniPower;

Dai dati degli scenari relativi al flusso medio emissivo ante e post operam, forniti dal proponente risulta che la realizzazione del progetto comporterà un aumento della massa di SO₂, NO_x, CO e Polveri emessa annualmente dalla raffineria come indicato in tabella 1.

Tabella 1		Ante operam				Post operam				Variazione			
BILANCIO EMISSIONI		SO ₂	NO _x	CO	Polveri	SO ₂	NO _x	CO	Polveri	SO ₂	NO _x	CO	Polveri
portate inquinanti dai camini (kg/h)													
	Camini	kg/h	Kg/h	kg/h	kg/h	kg/h	kg/h	kg/h	kg/h	kg/h	kg/h	kg/h	kg/h
	E1	150,3	50,6	2,7	6,8	150,3	50,6	2,7	6,8	0	0	0	0
	E2	190,2	51,2	11	11,2	190,2	51,2	11,0	11,2	0	0	0	0
	E4	0,3	1,4	0,1	0,2	0,3	1,4	0,1	0,2	0	0	0	0
	E7	0,02	0,2	0	0	0,02	0,2	0	0	0	0	0	0
	E8	0,1	2,3	0,1	0,1	0,3	5,3	0,3	0,2	0,2	3,0	0,2	0,1
	E9	0	0	0	0	3,1	1,1	2,8	0,4	3,1	1,1	2,8	0,4
	E10	0	0	0	0	22,8	1,5	1,5	0,2	22,8	1,5	1,5	0,2
TOTALE		340,9	105,7	13,9	18,3	367,02	111,3	18,4	19,0	26,1,6	5,6	4,5	0,7
Quantità totale di inquinanti emessa al mese (ton/mese)		249	77	10	13	268	81	13	14	19	4	3	1
Quantità totale di inquinanti emessa all'anno (ton/anno)		2.986	926	122	160	3.215	975	161	166	+229	+49	+39	+6

- La realizzazione del progetto comporterà un aumento di qualche punto percentuale delle quantità totali annuali di SO₂, NO_x, e polveri, mentre un sostanziale aumento delle emissioni di CO, pari a circa il 24%:

Variazione			
SO ₂	Nox	CO	Polveri
%	%	%	%
+7,1	+5,0	+24,5	+3,7

- Le simulazioni effettuate con il modello ISC3 hanno consentito di effettuare il confronto tra le concentrazioni medie e di picco nelle condizioni ante e post operam, calcolate sulla base dei relativi quadri emissivi della raffineria. Le simulazioni effettuate hanno evidenziato che:
 - per quanto riguarda le concentrazioni di picco, si evidenzia in generale un aumento delle concentrazioni stimate in atmosfera, anche se con valori lontani dai limite di legge. Gli

AR



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

impatti maggiori si stimano nei pressi delle zone collinari a Nord del sito, in particolare presso i centri abitati di Massafra, Statte e Montemèsoia;

- in relazione alle concentrazioni medie annue, anche se con apporti decisamente ridotti, si registrano le maggiori ricadute di inquinanti nei pressi della città di Taranto;
 - relativamente alle aree protette (aree SIC e ZPS) le concentrazioni risultano in ogni caso abbondantemente inferiori ai limiti imposti dalla normativa vigente;
- Sono state svolte, anche, delle simulazioni per confrontare i modelli ISC3 e CALPUFF, al fine di valutare il grado di conservatività dei risultati. Tali simulazioni hanno riguardato alcune condizioni meteorologiche particolarmente sfavorevoli, emerse durante lo studio con il modello ISC3 e associate alla concentrazione relativa al 99,73° percentile di SO₂. Per i recettori "Palagianò", "Statte" e "Taranto – Piazza Garibaldi", in particolare, sono state effettuate delle simulazioni comparative con il Sistema di Modelli Calpuff, assumendo le stesse condizioni meteorologiche. Il confronto è stato fatto sia in relazione allo scenario attuale che a quello futuro. Le simulazioni hanno evidenziato che per i recettori posti nelle zone pianeggianti, i risultati ottenuti tramite ISC3 sono da ritenersi attendibili; mentre per l'area collinare i risultati sono invece da intendersi fortemente conservativi, rispetto a quelli ottenuti con il modello CALPUFF.

Condizioni di funzionamento anomalo (upset di raffineria):

- Nella configurazione impiantistica di progetto, come in quella attuale, in caso di upset di impianto e di conseguenti emissioni anomale, continueranno ad essere applicate in raffineria procedure operative che prevedono interventi in grado di ripristinare, in tempi brevi, le condizioni emissive ordinarie. Gli interventi in progetto che possono determinare emissioni anomale in atmosfera di SO₂, NO_x e polveri sono costituiti da:
 - upset transitori per le unità Claus/Scot;
 - upset transitori per le unità di lavaggio amminico;
 - fermate programmate o non programmate di impianti produttori di gas di raffineria;
 - transitori con rete gas di raffineria caratterizzata da alta concentrazione di H₂;
- I nuovi interventi ridurranno la possibilità di anomalie che potrebbero condurre a eventuali situazioni transitorie indesiderate;
- A causa della maggiore flessibilità di cui sarà dotata la Raffineria a seguito della realizzazione delle soluzioni tecnologiche per il controllo delle emissioni, potranno essere adeguate le attuali procedure in funzione di soglie di preallarme (a partire dal 90% per SO₂ e dal 95% per NO_x, CO, polveri), al fine di ottenere lo smussamento dei possibili picchi emissivi e annullare la possibilità di superamento dei limiti normativi;
- Qualora il valore puntuale di uno qualsiasi di parametri monitorati in continuo dovesse avvicinarsi ai limiti normativi saranno attuate le seguenti procedure:
 1. polmonare la rete gas con metano, ottenendo (per i casi b, c che comporterebbero la necessità di bruciare olio o gas con elevato contenuto di zolfo) il contenimento delle emissioni con margini ben superiori alla situazione attuale;
 2. utilizzare una unità di trattamento gas di coda in più che consentirà di trasferire i carichi sull'una o l'altra linea in funzione degli upset di cui al caso a) precedente. La nuova unità TGT è progettata, infatti, in maniera tale da trattare il gas di coda proveniente dal nuovo

AR

AR



impianto Claus e dagli attuali impianti Claus, garantendo un'efficienza di conversione del 99.8%, aumentando perciò la flessibilità della Raffineria nella gestione dei transitori e nei periodi di fermata - programmata e non - dell'attuale unità TGT;

3. utilizzare bruciatori Low NOx e tecnologia SCR per l'ulteriore abbattimento degli NOx di raffineria.
- Gli interventi sopra delineati saranno attuati attraverso specifiche e procedure di tipo straordinario relative alla gestione delle emissioni, quali:
 - sostituzione di bruciatori a Fuel Oil con bruciatori a Fuel Gas, in caso di valori di SO₂ o NOx vicini ai limiti di emissione di bolla;
 - riassetto degli impianti di lavaggio amminico e integrazione di gas naturale nella rete di fuel gas di raffineria;
 - riassetto degli impianti Claus e Scot e degli impianti di Trattamento dei gas di coda del Claus, in caso di anomalie;
 - individuazione del forno/forni, in cui non si verificasse una non corretta combustione, ottimizzazione dei valori aria/fuel e diminuzione dell'utilizzo di olio combustibile nei bruciatori mediante il passaggio a Fuel Gas(o metano), fino a quando non si rientra nei limiti di bolla previsti per il articolato ed il CO;
 - riduzione/eliminazione di eventuali scarichi di idrogeno sulla rete di raffineria, nel caso di transitori caratterizzati da alta concentrazione di H₂;

Stima delle concentrazioni degli inquinanti al suolo per particolari casi di picco emissivo di raffineria:

- Sono anche state stimate le ricadute al suolo degli inquinanti principali (SO_x, NO_x, CO e Polveri) in corrispondenza delle centraline presenti sul territorio in particolari casi di picco emissivo, verificatisi nell'anno 2005;
- Per ognuno degli inquinanti analizzati è stata effettuata una simulazione della dispersione degli inquinanti in atmosfera, tramite il "Sistema di modelli CALPUFF";
- I risultati permettono di valutare l'impatto dell'esercizio della Raffineria sulla qualità dell'aria, nelle condizioni di massima emissione. Inoltre, il confronto dei valori calcolati dal modello con quelli misurati ha consentito di valutare il contributo della Raffineria sui livelli di qualità dell'aria nella zona;
- I risultati mostrano come generalmente, per gli inquinanti analizzati, i valori calcolati dal modello risultano sempre molto inferiori a quelli misurati alle centraline e ai limiti imposti dalla normativa sulla qualità dell'aria;

I risultati riportati nel SIA, dedotti dall'analisi delle mappe di concentrazione, dalle serie temporali ai recettori ed dal confronto con i dati riportati alle centraline, sono i seguenti:

- i valori di concentrazione risultano, anche nelle condizioni emissive più sfavorevoli, molto al di sotto dei limiti imposti dalla normativa sulla qualità dell'aria ambiente;
- i massimi di concentrazione si hanno nelle prime ore del mattino, soprattutto nel periodo estivo. Tale fenomeno, noto come TIBL (Thermal Internal Boundary Layer) si instaura proprio la mattina, a causa del diverso riscaldamento delle superfici terra-mare;

CPA



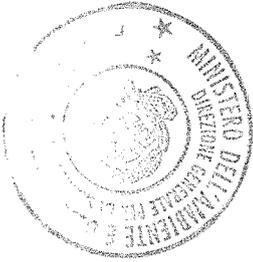
*Al Ministro dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

- i massimi di concentrazione calcolati al suolo, dipendono più fortemente dalle caratteristiche meteorologiche locali (della particolare fascia oraria) che non dalle fluttuazioni delle concentrazioni al camino. A parità di condizioni meteorologiche, le concentrazioni al suolo risultano all'incirca proporzionali alle emissioni;
- generalmente, per gli inquinanti analizzati, i valori calcolati dal modello risultano sempre molto inferiori a quelli misurati alle centraline (ciò può essere dovuto alla presenza di numerose altre sorgenti emmissive), tranne che per SO₂ per cui i valori calcolati dal modello e misurati dalle centraline sono dello stesso ordine di grandezza. I valori risultano comunque di un ordine di grandezza al di sotto del limite imposto dalla normativa sulla qualità dell'aria;
- talvolta le concentrazioni di SO₂ calcolate risultano maggiori del valore misurato alla centralina. Tale margine di errore può essere dovuto al fatto che i dati meteo utilizzati (centralina di Marina di Ginosa) sono disponibili con cadenza di 3 ore, mentre il modello meteorologico utilizzato (CALMET) necessita di dati su base oraria. Pertanto, i parametri meteorologici per le ore non disponibili sono stati interpolati a partire dal dato precedente e successivo;

Emissioni diffuse e fuggitive e dalle torce

- L'ENI R&M ha indetto una gara per l'affidamento dell'incarico per la valutazione delle emissioni diffuse di composti organici volatili (VOC) nella Raffineria di Taranto. La Raffineria prevede l'affidamento dell'incarico indicativamente entro l'anno 2007;
- il Proponente ha presentato la richiesta di Autorizzazione Integrata Ambientale (Prot. RAFTA/DIR/GDS/sd 178 del 30/10/06) ai sensi del D.lgs. 59/2005, nella quale sono previsti diversi interventi riguardanti la riduzione delle emissioni fuggitive, diffuse e di quelle delle torce;
- al fine di valutare la concentrazione al suolo dovuta alle emissioni delle torce di Raffineria, è stata effettuata una simulazione utilizzando i dati emissivi dell'impianto relativi all'anno 2004, in quanto stimati dal Proponente, come lo scenario emissivo più conservativo per il triennio 2004-2006;
- nella simulazione eseguita è stata valutata la dispersione in atmosfera di SO₂, che risulta in termini quantitativi l'inquinante più significativo emesso dalle torce. Per la simulazione, di tipo *short term*, è stato utilizzato il codice di calcolo gaussiano ISC3 (Industrial Source Complex Dispersion Model), per stimare le concentrazioni massime al suolo all'interno del dominio di calcolo (30 x 30 km), che si verificano in corrispondenza del funzionamento contemporaneo delle torce idrocarburiche E5 ed E6;
- i risultati delle simulazioni indicano che il valore più elevato di concentrazione al suolo calcolato dal modello (massima concentrazione oraria rilevata in un anno) è pari a 0,475 µg/mc di SO₂ e si presenta a una distanza di circa 7 km in direzione nord rispetto all'impianto;
- le concentrazioni di inquinanti al suolo dovute alle emissioni delle torce, pertanto, essendo inferiori di 2 ordini di grandezza rispetto alle concentrazioni al suolo dovute alle emissioni dei camini di Raffineria, possono essere considerate trascurabili;
- poiché nello scenario post operam, nonostante l'introduzione di una nuova torcia, la quantità di greggio lavorata sarà confrontabile a quella attuale, non ha ritenuto di effettuare una

CRi



simulazione per lo scenario post operam, in quanto la ricaduta al suolo di inquinanti dovuta all'emissione delle torce rimarrà dello stesso ordine di grandezza di quella ante operam e quindi non significativa.

la componente rumore ante operam:

- Per una valutazione approfondita del clima acustico attualmente esistente nell'area della Raffineria, nell'anno 2001, l'Istituto di Medicina del Lavoro dell'Università di Bari ha effettuato delle misure di rumore lungo il perimetro della raffineria. Le misure sono state effettuate nel periodo diurno e notturno, in condizioni di marcia normale dell'impianto, con tempi di misura di circa 5 minuti in ogni punto, utilizzando strumentazione standard conforme alle caratteristiche IEC 651;
- l'insediamento abitativo di maggiori dimensioni è rappresentato dalla Città di Taranto, situato a Sud Est dell'area industriale. In particolare il quartiere residenziale Tamburi confina con l'area occupata dagli stabilimenti ILVA, e si trova ad una distanza di circa 1.000 m dal confine di Raffineria. Nell'area di indagine non sono presenti ricettori sensibili, se si eccettua la chiesa di S. Maria della Giustizia a circa 500 m dai nuovi impianti in progetto e Punta Rondinella a oltre 1.500 m;
- l'analisi fonometrica ha evidenziato il rispetto dei limiti acustici del D.P.C.M. 01/03/1991 (70 dBA diurni e notturni) in corrispondenza del perimetro di raffineria, tranne nel tratto adiacente la S.S. Jonica 106, in quanto fortemente influenzato dal traffico veicolare;
- i valori misurati in periodo notturno lungo il perimetro adiacente la S.S. Jonica 106, alla presenza di un ridotto traffico veicolare, hanno evidenziato livelli di rumore rispettosi dei limiti imposti dalla normativa vigente nell'area industriale;

la componente rumore in fase di cantiere:

- Durante la fase di realizzazione delle modifiche di impianto, i potenziali impatti sulla componente rumore si riferiscono essenzialmente alle emissioni sonore delle macchine operatrici utilizzate per la movimentazione terra e per i montaggi;
- Nessuno dei ricettori, intesi come aree residenziali, è collocato a distanze inferiori al chilometro rispetto alle principali aree di intervento, che corrispondono a quelle di più probabile ubicazione delle macchine durante le fasi di lavoro;
- Poiché ad una distanza di 1.000 metri i livelli sonori prodotti scendono sotto il valore di 45 dB(A), durante il periodo diurno, essi non sono in grado di apportare un contributo apprezzabile alla definizione del clima acustico ai ricettori. L'impatto acustico in fase di cantiere è dunque da definirsi trascurabile;

la componente rumore post operam:

- La previsione del clima acustico futuro ai ricettori più prossimi al sito è stata ottenuta sommando il livello acustico ambientale attuale con le emissioni sonore determinate dall'esercizio dei nuovi impianti della raffineria;
- Il recettore sensibile più vicino, rappresentato dal quartiere residenziale Tamburi, dista dai nuovi impianti oltre 1.600 m. (distanza minima tra le aree di futura ubicazione dei nuovi impianti e il quartiere residenziale);

AR



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

- nel periodo notturno, il valore calcolato dell'immissione sonora, prodotta dall'esercizio dei nuovi impianti della Raffineria, è inferiore a 53 dB(A);
- Il calcolo di tali livelli sonori è stato eseguito operando assunzioni largamente cautelative:
 - i livelli di pressione sonora alla distanza di 1 metro dalle apparecchiature rappresentano i valori massimi posti dalle specifiche progettuali; in alcuni casi i livelli di pressione sonora potrebbero anche risultare considerevolmente inferiori a quelli ipotizzati;
 - non è stata considerata l'attenuazione dovuta all'effetto di assorbimento dell'aria che, non essendo un gas perfetto, non si può considerare un mezzo perfettamente elastico;
 - non è stata considerata la presenza di barriere tra la sorgente e i ricettori. Tale assunzione è largamente cautelativa in quanto tra le nuove sorgenti sonore e i ricettori presenti sul territorio sono presenti numerosi impianti ed edifici della Raffineria, che costituiscono barriere significative alla propagazione del rumore;
 - non è stata considerata l'attenuazione del terreno, dovuta all'effetto della riflessione delle onde sonore su di esso. Il terreno, infatti, è stato considerato come una superficie completamente riflettente;
 - non sono stati considerati, altresì gli effetti sfavorevoli per la propagazione del rumore dovuti a particolari condizioni meteorologiche, quali la direzione del vento sfavorevole e la presenza di inversioni termiche;
- Nondimeno si osserva che, durante l'esercizio dei nuovi impianti, il valore delle immissioni sonore ai ricettori è sempre inferiore, sia nel periodo diurno che in quello notturno ai livelli della zonizzazione acustica vigenti, pari a 70 dB(A) per aree "Esclusivamente industriali";
- Anche con riferimento ai limiti posti dal criterio differenziale, si osserva come i livelli differenziali diurni siano sempre ben al di sotto del limite di 5 dB(A) e che quelli notturni siano, in genere, rispettosi del limite di 3 dB(A);
- Per quanto riguarda la chiesa di S. Maria della Giustizia, le misure fonometriche sono state effettuate in periodo notturno, in quanto, nel periodo diurno, la S.S. 109 risulta influenzare in modo determinante il clima acustico, rendendo non più significativo il contributo della Raffineria. I risultati dei calcoli hanno mostrato un rispetto sia del limite dei 70 dB(A) che di quello differenziale dei 3 dB(A);
- Considerando, inoltre, che, ad eccezione della chiesa di S. Maria della Giustizia, non sono presenti ricettori nel raggio di 1 km dai nuovi impianti, si può prevedere che l'esercizio dei nuovi impianti di Raffineria non altererà il clima acustico nell'area di influenza;

la componente ambiente idrico ante operam:

- L'approvvigionamento e l'utilizzo della risorsa idrica in Raffineria avviene secondo le seguenti modalità:
 - acqua potabile: prelievo dall'Acquedotto per usi igienico-sanitari;
 - acqua di mare: prelievo dal Mar Grande mediante pompe sommerse per utilizzo come acqua antincendio, acqua di raffreddamento e di processo;
 - acqua dai pozzi: prelievo da 4 pozzi ubicati all'interno della Raffineria di acqua di falda profonda (profondità maggiore di 100 m), per acqua di processo e per produzione di acqua demineralizzata;

CRS

AR



- Tutte le acque reflue che interessano le aree della raffineria vengono convogliate all'impianto di depurazione. Nella seguente tabella si riportano i dati quantitativi degli scarichi idrici nel periodo 2001 – 2005.

Tipologia di Scarico	2001 (m ³)	2002 (m ³)	2003 (m ³)	2004 (m ³)	2005 (m ³)
Scarico A	54.312.000	79.724.760	63.720.240	67.481.468	82.977.504
Scarico B	1.576.800	1.576.800	1.576.800	923.880	0
Scarico C	87.600	43.800	43.800	7.200	0
Perdite Acqua e Vapore (*)	12.392.370	2.671.677	2.653.804	759.282	456.148
Totale H ₂ O scaricata	68.368.770	84.017.037	67.994.644	69.171.830	83.433.652

Note:

(*) Sono incluse le perdite di vapore non recuperato come condensa;

Fonte: SPP/AMB (misurazione diretta effettuata da Tecon Labo e Laboratorio Esterno). Dettagli inseriti nella Dichiarazione Ambientale Rapporto Eni Divisione R&M, 2005 (Revisione 4 del 30/12/05).

- Attualmente la Raffineria scarica in mare mediamente 455 mc/h di acque provenienti dall'impianto di trattamento TAE e 7.387 mc/h di acque di raffreddamento degli impianti. In tutti i campionamenti effettuati, nel periodo 2001 – 2005D, sugli scarichi hanno mostrato concentrazioni di Oli minerali, BOD₅, Azoto ammoniacale, Azoto Nitroso, Azoto Nitrico e Fenoli inferiori ai limiti della normativa vigente;

la componente ambiente idrico post operam:

- I fabbisogni idrici dei nuovi impianti saranno:
- acque di processo 103 mc/h;
 - vapore 12 t/h;
 - acqua di raffreddamento 699 mc/h.
- Il progetto presentato dal proponente prevede che la maggior quantità d'acqua di processo e il vapore necessario ai nuovi impianti non comporterà un aumento complessivo dei prelievi idrici di raffineria, in quanto il consumo di acqua di processo sarà bilanciato da un corrispondente aumento del riciclo dell'acqua di scarico dell'impianto di trattamento acque. Il vapore, inoltre, sarà utilizzato come forza motrice e quindi ricondensato e recuperato come acqua demi;
- In seguito all'ultimazione del progetto Water Reuse e alla realizzazione del progetto di integrazione dell'Hydrocracking nell'RHU, le principali variazioni del bilancio idrico di Raffineria saranno le seguenti:
- il prelievo e lo scarico di acqua di mare per il raffreddamento degli impianti passerà da 7.387 a 8.086 mc/h, pari ad un aumento pari al 9,5% (699 mc/h);
 - il prelievo di acqua mare per la produzione di acqua di processo passerà da 318 a 203 mc/h, pari ad una diminuzione pari al 36,2% (115 mc/h);
 - sarà eliminato il prelievo di acqua da pozzo, pari a 113 mc/h;
 - sarà eliminato il consumo di acqua demi proveniente da ILVA, pari a 14 mc/h;
 - lo scarico delle acque di processo passerà da 455 a 165 mc/h, pari ad una diminuzione di circa il 64%;

RP *AR*



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

- Pertanto, l'impatto ambientale complessivo sull'ambiente idrico può considerarsi di modesta entità;

l'ambiente marino:

- la Raffineria di Taranto, nell'assetto attuale, preleva e scarica in mare mediamente 7.387 mc/h di acque di raffreddamento degli impianti. Con la realizzazione del progetto di integrazione dell'unità di Hydrocracking nell'esistente unità RHU e dei relativi impianti ausiliari si stima un incremento dei prelievi e degli scarichi di acqua di raffreddamento mediamente pari a 699 mc/h;
- i quantitativi di prelievo e scarico previsti dopo la realizzazione del progetto rientrano ampiamente nei limiti funzionali autorizzati delle opere di presa e scarico della Raffineria indicati nei verbali di collaudo della Commissione Interministeriale del 26 marzo 1968, 27/10/1976 e nell'autorizzazione della Capitaneria di Porto di Taranto del 1980 (duplicato autorizzazione del 29/04/2006 prot. 11906), per una portata variabile tra 5.000 e 20.000 mc/h;
- l'acqua di raffreddamento non è trattata chimicamente, quindi l'unico impatto è imputabile all'aumento di temperatura e non alla eventuale presenza di additivi chimici. Prima dello scarico in mare, inoltre, l'acqua di raffreddamento è inviata ad apposite vasche di decantazione per la separazione di oli eventualmente entrati nel circuito;
- nell'assetto futuro, inoltre, non sarà incrementata la temperatura di scarico. Sarà quindi rispettato il limite assoluto di 35 °C (d.lgs 152/06) per le acque di scarico come avviene nello stato attuale e periodicamente monitorato dalla Raffineria;
- dalla simulazione effettuata, attraverso un idoneo modello di dispersione, risulta che, sia nello scenario ante operam che in quello post operam, è ampiamente rispettato il limite normativo di un innalzamento termico di 3 °C a 1.000 metri di distanza dal punto di scarico. Con il passaggio allo scenario post operam, inoltre, non si rilevano incrementi significativi dell'impatto termico sul corpo idrico ricettore;

la componente suolo e sottosuolo:

- le aree interessate alla realizzazione dei nuovi impianti ricadono all'interno dello stabilimento produttivo. L'occupazione di suolo industriale, per un'area di 15.000 m² all'interno della raffineria, è da considerarsi impatto non significativo;
- l'intera area della Raffineria è stata interessata nel corso degli ultimi anni da intense attività di caratterizzazione del suolo e sottosuolo. Sulla base di quanto evidenziato dalle attività di caratterizzazione di acque e suoli eseguite dalla Raffineria di Taranto sono stati predisposti da ENI S.P.A Div. R.&M. un progetto definitivo di Bonifica – acque di falda (approvato in sede di Conferenza dei Servizi Decisoria – cfr anche Decreto Interministeriale del 02/09/04) e un progetto definitivo di Bonifica – suolo e sottosuolo trasmesso nel maggio 2005 dalla Raffineria agli Enti interessati;
- I nuovi impianti saranno localizzati in zone attualmente libere nelle quali, ad oggi, non è presente evidenza di contaminazione del sottosuolo, come risulta dalle indagini effettuate dal proponente. Nel caso in cui, nelle fasi di realizzazione dei nuovi impianti si riscontrasse nel suolo la presenza di materiali contaminati, verranno intraprese tutte le misure necessarie per

CR



eliminare cause ed effetti, applicando le procedure operative di Raffineria per la gestione delle attività di scavo dei terreni. In ogni caso, preliminarmente alla realizzazione del nuovo progetto saranno intraprese tutte le azioni eventualmente indicate dall'Autorità Competente ai sensi del DM 471/99;

- l'impatto ambientale relativo a questa componente, quindi, può considerarsi trascurabile;

sicurezza:

- il Proponente ha dichiarato che il nuovo impianto Hydrocraker e l'Impianto di Produzione Idrogeno si configurano come modifica impiantistica per la quale è necessario presentare al Comitato tecnico regionale il Rapporto Preliminare di Sicurezza, ai sensi del DM Ambiente 09/08/2000. L'Impianto di Recupero Zolfo si configura invece come impianto per il quale è sufficiente la Dichiarazione di non Aggravio di Rischio, ai sensi dell'art. 5 della Legge Regionale 23/11/2001, n. 19;
- attualmente è già stato predisposto da Snamprogetti, e trasmesso in data 02/03/06 al Comitato Tecnico Regionale Puglia (prot. RAFTA/DIR/GDS 36), il rapporto Preliminare di Sicurezza per l'impianto Hydrocraker. Per l'Impianto di Produzione Idrogeno e per l'Impianto di Recupero Zolfo, il Proponente ha dichiarato che la documentazione necessaria è ancora in fase di elaborazione e sarà presentata appena disponibile alle autorità competenti;
- il Proponente ha dichiarato, inoltre, che, essendo le nuove installazioni impiantistiche tecnologicamente comparabili agli esistenti impianti di Raffineria (RHU e CLAUS), il progetto in esame:
 - non introduce nuove tipologie di sostanze all'interno della Raffineria;
 - non introduce ipotesi incidentali di tipologie differenti da quelle già analizzate nel Rapporto di Sicurezza della Raffineria;
- Inoltre, il complesso delle modifiche previste non comporta:
 - un incremento della quantità di sostanze/preparati pericolosi, superiore del 10 % rispetto le quantità già detenute in Raffineria;
 - eventi incidentali le cui conseguenze interessino aree al di fuori dei confini della Raffineria;
 - conseguenze tali da provocare ripercussioni sulle azioni di emergenza esterna e/o sulla informazione della popolazione;

la componente paesaggio

- per la valutazione dell'inserimento paesaggistico delle modifiche progettuali, sono state effettuate alcune fotosimulazioni delle nuove unità. I fotoinserti evidenziano che le caratteristiche costruttive dell'opera non rappresentano anomalie nel contesto territoriale di un'area industriale già da tempo sviluppata e consolidata;

per quanto riguarda la componente vegetazione, flora, fauna, ecosistemi:

- sono state identificate nell'intorno di 10 km dell'area di studio le seguenti aree protette:

Handwritten signatures and initials at the bottom of the page.



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

SIC/ZPS	Nome Sito	Cod. 2000	Natura	Distanza dallo Stabilimento	Direzione
SIC	Masseria Torre Bianco	IT9130002		7.750 km	Nord Est
SIC	Mar Piccolo	IT9130004		4 km	Est
SIC	Pinete dell'Arco Ionico	IT9130006		4.9 km	Nord Ovest
SIC/ZPS	Area delle Gravine	IT9130007		4 km	Nord
SIC	Posidonieto Isola San Pietro - Torre Canneto	IT9130008		5.1 km	Sud

- sono state valutate le ricadute al suolo di NOx, SO2, nei SIC e nelle ZPS dovute all'esercizio della raffineria sia nello stato attuale che nello stato futuro;
- le concentrazioni medie annue di biossido di zolfo e ossidi di azoto prodotte dall'attività di Raffineria nelle aree SIC e ZPS presenti nell'area di studio sono state stimate inferiori rispettivamente a 2,1 µg/mc e a 0,7 µg/mc e, quindi, non è prevedibile che tali concentrazioni possano produrre effetti negativi sulla vegetazione;
- non sono prevedibili incidenze sul livello della falda delle aree SIC e ZPS;
- date le caratteristiche del progetto non sono previste possibili incidenze sulle componenti suolo e sottosuolo delle aree SIC e ZPS;

VALUTATO INOLTRE CHE

- è stata effettuata una valutazione comparativa del progetto con le Migliori Tecniche Disponibili in relazione ai seguenti impianti:

Impianto di Hydrocracking

- con l'integrazione del nuovo impianto di Hydrocracking nell'esistente impianto di RHU, verrà notevolmente ridotta la quantità di olio combustibile prodotto dalla raffineria, con conseguente incremento della quantità fuel gas utilizzata;
- tale modifica è in linea con quanto previsto nelle "Linee guida per l'identificazione delle Migliori Tecniche Disponibili, Categoria IPPC 1.2 : Raffinerie di petrolio e di gas" emesso in data 29 maggio 2005 dal Gruppo Tecnico Ristretto "Raffinerie" (di seguito Rif.1), per la gestione globale della combustione e dei combustibili utilizzati per la riduzione delle emissioni convogliate in atmosfera di SOx, in cui "è considerata MTD di tipo primario l'impiego di combustibili a basso tenore di zolfo, massimizzando l'utilizzo del gas di raffineria desolfurato";
- l'impiego di tecniche di tipo primario, cioè misure di prevenzione e controllo, è sempre preferibile alle tecniche di tipo secondario (misure di abbattimento);
- il calore necessario al processo verrà garantito da due nuovi forni (F4161 e F4240) alimentati a fuel gas e dotati di bruciatori a bassa emissione di azoto (low-NOx); anche questa

CR



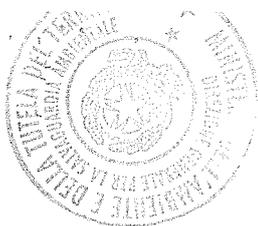
installazione è in linea con quanto previsto nel Rif. 1 (pag. 138) per la gestione globale della combustione e dei combustibili utilizzati per la riduzione delle emissioni convogliate in atmosfera di NOx : è considerata MTD di tipo primario l'impiego di bruciatori di tipo low-Nox;

- per quanto riguarda i consumi energetici dei nuovi impianti Hydrocracking ed Idrogeno, nel documento "Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (BREF)" emesso dall'ufficio IPPC della UE sito in Siviglia nel febbraio 2003, (di seguito Rif. 2), risultano allineati con i valori indicati nel BREF;
- i rifiuti solidi addizionali prodotti dalla nuova unità di Hydrocracking sono costituiti dai catalizzatori esausti; la carica dei reattori è pari a 345 t ed i catalizzatori utilizzati sono rigenerabili con cadenza biennale ed hanno una durata di tre cicli di marcia. Il consumo medio annuale è pari quindi a 57,5 t/a; tale valore è allineato con quanto indicato in Rif.2, paragrafo 3.13 dove è previsto un consumo medio annuale pari a 50+200 t/a;
- inoltre, sempre in Rif. 2, paragrafo 5.13 vengono indicate le seguenti tecniche da utilizzare per le unità di Hydrocracking:
 - Trattamento degli off-gas ricchi in H₂S negli impianti di lavaggio con ammine e nelle unità SRU;
 - Trattamento delle acque reflue, ricche in H₂S e composti azotati, nelle unità di Sour Water Stripper;
 - Applicazione delle tecniche di rigenerazione del catalizzatore in cooperazione con il fornitore.
- il nuovo impianto della Raffineria di Taranto risulta allineato a quanto previsto nel BREF in quanto:
 - tutti i prodotti contenenti H₂S verranno trattati con dedicati sistemi di lavaggio amminico (MDEA) in grado di ridurre il tenore di H₂S nel gas a valori inferiori a 100 ppm ; i gas acidi di testa della colonna di rigenerazione verranno trattati nelle unità Claus;
 - le acque reflue acide generate nel nuovo impianto verranno trattate nell'unità Sour Water Stripper; i gas di testa colonna verranno inviati alle unità Claus;
 - per il catalizzatore, si è già riportato che sono previsti tre cicli di rigenerazione.

Impianto Idrogeno

- Nel forno della nuova unità H221 sarà installato un sistema SCR (Selective Catalytic Reduction) per la riduzione delle emissioni di NOx; tale tecnica è in linea con quanto previsto in Rif. 1 (pag.138);
- Sono considerate MTD per gli impianti di steam reforming (Rif. 1, pag.145):
 - utilizzare la tecnica di purificazione pressure swing adsorption (PSA) quando è richiesto un elevato grado di purificazione dell'idrogeno;
 - nel caso di impiego di PSA, utilizzare il gas di spurgo come combustibile nel forno di reforming;
- La nuova unità di steam reforming risulta allineata alle MTD in quanto:
 - viene utilizzata la tecnica di purificazione PSA con purezza garantita >99,5%;
 - gli off-gas del PSA vengono utilizzati come combustibile nel forno H221;

AR



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

Impianto Claus

- la nuova unità Claus della Raffineria di Taranto risulta allineata alle MTD (pag.143) e al BREF, paragrafo 5.23 in quanto:
 - la conversione globale garantita, con il trattamento dei gas di coda con tecnologia SCOT, è pari al 99,8%;
 - la capacità del nuovo impianto sarà dimensionata per trattare il gas acido proveniente dall'impianto rigenerazione ammine e da impianti SWS;
 - la nuova unità lavorerà in parallelo con le unità esistenti;
 - nella nuova unità verranno recuperati anche i gas di testa proveniente dall'impianto Sour Water Stripper;
 - nella sezione TGTU (Tail Gas Treatment Unit) verranno trattati i gas di coda provenienti sia dal nuovo Claus che dalle unità Claus esistenti;
 - il fattore di utilizzo impianto previsto è superiore al 96%;
 - il nuovo impianto sarà dotato di un sistema di monitoraggio del processo per garantire il rapporto ottimale H₂S/SO₂;
- i dati del monitoraggio delle concentrazioni dei principali inquinanti, effettuato attraverso le centraline, gestite rispettivamente dal Comune di Taranto e dall'ENI, hanno mostrato una situazione abbastanza critica la qualità dell'aria in alcune zone della città, in relazione al PM₁₀ e NO_x, mentre l'anidride solforosa appare complessivamente ben al di sotto dei limiti;
- lo stato di qualità dell'aria all'interno del perimetro di Raffineria sostanzialmente accettabile per quanto riguarda il biossido d'azoto e il biossido di zolfo con alcune concentrazioni elevate di polveri totali (PTS), probabilmente anche per la vicinanza dell'acciaieria ILVA;
- l'impatto più significativo in fase di cantiere sarà legato alla produzione di polveri durante le operazioni escavazione dei terreni;
- la modifica di raffineria comporterà l'eliminazione di circa 12.000 t/anno di zolfo dai prodotti di raffineria che verranno utilizzati in un'area vasta come carburanti per autotrazione e come combustibili liquidi;
- la riduzione del tenore di zolfo nelle benzine e nei gasoli ha benefici effetti sull'ambiente, non solo in quanto permette una riduzione diretta delle emissioni di anidride solforosa in atmosfera, ma anche perché consente una maggior durata dell'efficacia delle marmitte catalitiche, con conseguente riduzione delle emissioni in atmosfera di ossidi di azoto e, soprattutto, PM₁₀;
- la previsione, però, di esercire la raffineria sfruttando la massima capacità di lavorazione del greggio autorizzata, passando da 4,7 Mton/anno circa del 2003 a 6,5 Mton/anno, comporterebbe il seguente aumento delle emissioni in atmosfera:

SO ₂	NO _x	CO	Polveri
+229 t/a	+49 t/a	+39 t/a	+6 t/a
+7,1 %	+5,0 %	+24,5 %	+3,7 %

dm

AR



- i risultati delle simulazioni delle ricadute al suolo degli inquinanti, sia in condizioni short term che long term, hanno mostrato generalmente, molto al di sotto dei limiti imposti dalla normativa sulla qualità dell'aria ambiente;
- la Regione Puglia non è dotata di Piano di Risanamento della Qualità dell'aria;
- la necessità di procedere rapidamente alla conversione di tutte le Raffinerie italiane sia per la rilevante valenza ambientale che tali interventi comportano in termini di riduzione di emissioni globali dovuti ai consumi energetici legati ai trasporti, sia per non penalizzare le raffinerie italiane che non avranno ottemperato in tempo utile agli obblighi comunitari di cui sopra;
- le modifiche oggetto di VIA riguardano una sezione del processo produttivo e saranno realizzate all'interno dell'area di impianto senza quindi comportare aumento di utilizzo del suolo;

PRESO ATTO CHE non sono pervenute, ai sensi dell'art. 6 della legge 349/86, osservazioni da parte del pubblico

VISTO CHE:

- In data 17.04.2007, prot. DG/BAP/S02/34.19.04/7468, il **Ministero per i Beni e le Attività Culturali** ha espresso il parere di competenza per il progetto della ENI Refining & Marketing S.p.A. di adeguamento delle produzioni di raffineria alle disposizioni della Comunità Europea che si riporta integralmente:

Il Ministero per i Beni e le Attività Culturali

VISTO l'art. 6 della legge 8 luglio 1986 n. 349.

VISTO il DPCM 10 agosto 1988 n. 377 e successive modifiche e integrazioni.

VISTO il DPCM 27 dicembre 1988.

VISTO il decreto legislativo 20 ottobre 1998, n. 368 recante "Istituzione del Ministero per i Beni e le Attività Culturali a norma dell'articolo 11 della legge 15 marzo 1997, n. 59", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana n. 250 del 26 ottobre 1998.

VISTO il decreto legislativo 22 gennaio 2004 n. 42 recante "Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'art. 10 della legge 6 luglio 2002, n.137" pubblicato nel supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale n.45 del 24 febbraio 2004, come modificato e integrato dal decreto legislativo 24 marzo 2006, n. 157 (disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 22 gennaio 2004 n. 42, in relazione al paesaggio) pubblicato nel supplemento ordinario n. 102 alla Gazzetta Ufficiale n. 97 del 27 aprile 2006.

VISTO l'art. 8, comma 2, lett. g), del decreto del Presidente della Repubblica 10 giugno 2004, n. 173 "Regolamento di organizzazione del Ministero per i beni e le attività culturali".

VISTO l'art. 3, comma 4, lett. e), del decreto del Presidente della Repubblica 10 giugno 2004, n. 173 "Regolamento di organizzazione del Ministero per i beni e le attività culturali".

VISTO il decreto del Ministro per i Beni e le Attività Culturali 24 settembre 2004 recante "Articolazione della struttura centrale e periferica dei dipartimenti e delle direzioni generali del Ministero per i beni e le attività culturali" pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana n. 271 del 18 novembre 2004 ed in particolare l'Allegato 3.

CR *AR*



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

VISTO il decreto del Ministro per i Beni e le Attività Culturali 17 febbraio 2006 "Modifiche al decreto ministeriale 24 settembre 2004, recante : <Articolazione della struttura centrale e periferica dei dipartimenti e delle direzioni generali del Ministero per i beni e le attività culturali >" pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana n. 92 del 20 aprile 2006.

VISTO il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 29 luglio 2005 di nomina del Direttore Generale per i Beni Architettonici e Paesaggistici.

VISTO il Decreto legislativo 3 ottobre 2006, n. 262, convertito in legge 24 novembre 2006, n. 286, articoli 94 e 95.

VISTO il decreto 3 luglio 2006, del Ministro per i Beni e le Attività Culturali, di nomina ad interim del Capo Dipartimento per i Beni Culturali e Paesaggistici, con decorrenza 1 luglio 2006.

VISTO il D.D. 10/10/2006 dell'allora Capo Dipartimento per i Beni Culturali e Paesaggistici ad interim con il quale sono state delegate al Direttore Generale per i Beni Architettonici e Paesaggistici le funzioni di cui al decreto del Presidente della Repubblica 10 giugno 2004, n. 173, articolo 3, comma 4, lettera e).

VISTO il D.M. 28/12/2006 "di incarico al Segretario Generale per assicurare il coordinamento e la continuità dell'azione amministrativa del Ministero per i Beni e le Attività Culturali".

VISTO il D.P.R. 12/01/2007 concernente il conferimento dell'incarico di Segretario Generale.

VISTA l'istanza del 06/07/2006 prot. n. RAFFTA/DIR/GDS/sd/130, pervenuta il 14/07/2006 ed acquisita agli atti della Direzione Generale per i Beni Architettonici e Paesaggistici il 19/07/2006 al prot. n. DG/BAP/S02/34.19.04/13668/2006, trasmessa unitamente agli elaborati dello Studio di Impatto Ambientale e la Sintesi non tecnica, con la quale la **Società Eni S.p.A.** ha chiesto la pronuncia di compatibilità ambientale ai sensi dell'art. 6 della legge 349/1986 secondo la procedura di cui al DPCM 27/12/1988, per il progetto relativo all'"Integrazione di una Unità di Hydrocracking nell'esistente Unità RHU (residue Hydroconversion Unit) per l'adeguamento delle produzioni di Raffineria di Taranto alle disposizioni della Comunità Europea (Direttiva 98/70/CEE e CEE/CEEA/CE n. 17 del 3/03/2003)" di cui all'oggetto.

CONSIDERATO che la pubblicazione dell'avviso al pubblico sui quotidiani risulta effettuata in data 14/07/2006 su "La Repubblica" e su "Il corriere del Giorno".

CONSIDERATO che la Direzione Generale per i Beni Architettonici e Paesaggistici con nota n. DG/BAP/S02/34.19.04/13973 del 25/07/2006 ha richiesto alle Soprintendenze di settore le valutazioni di competenza per l'espressione del parere ai sensi dell'art. 6 della legge 349/1986, chiedendo contemporaneamente al proponente di trasmettere una copia della documentazione anche alla Soprintendenza per i Beni Archeologici della Puglia.

CONSIDERATO che la Soprintendenza per i Beni Archeologici della Puglia, con nota prot. n. 11612 del 31/08/2006, ha sollecitato alla Società proponente l'invio della predetta documentazione.

CONSIDERATO che la Società Eni S.p.A. con nota del 14/09/2006 (trasmessa con fax del 03/10/2006 alla Direzione Generale per i Beni Architettonici e Paesaggistici, acquisito al protocollo il 17/10/2006 al n. DG/BAP/S02/34.19.04/18919/2006) ha trasmesso alla Soprintendenza per i Beni Archeologici della Puglia copia dello Studio di Impatto Ambientale e della Sintesi non tecnica.

CONSIDERATO che il Gruppo Istruttore della Commissione V.I.A. in data 25/10/2006 ha effettuato un sopralluogo presso il sito di interesse del progetto in argomento (nota di

AP:



convocazione n. CVIA/2006/4032 del 16/10/2006, pervenuta il 16/10/2006 ed assunta al protocollo con il n. DG/BAP/S02/34.19.04/18829/2006 del 17/10/2006).

CONSIDERATO che la Direzione Generale per i Beni Architettonici e Paesaggistici con nota n. DG/BAP/S02/34.19.04/19171/2006 del 19/10/2006 ha delegato le Soprintendenze competenti territorialmente di partecipare al suddetto sopralluogo.

CONSIDERATO che la **Soprintendenza per i Beni Architettonici e per il Paesaggio e per il Patrimonio Storico Artistico ed Etnoantropologico per le province di Lecce Brindisi e Taranto**, ricevuti ed esaminati gli elaborati dello Studio di Impatto Ambientale del progetto in argomento, con nota prot. n. 7863 del 18/10/2006, inoltrata alla Direzione Generale per i Beni Architettonici e Paesaggistici, ha espresso il seguente parere:

< Con riferimento all'oggetto, esaminati gli elaborati tecnici trasmessi, questo Ufficio rileva che le opere in progetto ricadono in area industriale già gravemente alterata nell'originario assetto agricolo a partire dagli anni '60 del secolo scorso.

L'intervento proposto non ricade in area sottoposta a vincolo paesaggistico, né interessa immobili sottoposti a tutela ex D. Lgs. 42/2004.

Pertanto, considerato che le opere a farsi non determinano alterazione dei luoghi sotto il profilo paesaggistico, questo Ufficio ritiene di poter esprimere in merito, parere favorevole per quanto di competenza >.

CONSIDERATO che la **Soprintendenza per i Beni Archeologici della Puglia**, esaminata la documentazione, con nota prot. n. 13813 del 30/10/2006, inoltrata alla Direzione Generale per i Beni Architettonici e Paesaggistici, ha espresso il seguente parere:

< In riferimento a quanto richiesto dalla Direzione Generale per i Beni Architettonici e Paesaggistici, con nota prot. n. 13973 del 25/07/2006, presa visione degli elaborati progettuali richiesti e trasmessi a questo Ufficio dall'Eni S.p.A. il 14/09/2006 (nostro prot. d'arrivo 12261 del 21/09/2006), (...), si ritiene opportuno precisare quanto segue:

- La raffineria occupa una vasta area a nord-ovest della città di Taranto, a ridosso della linea costiera del Mare Grande, attraversata dalla S.S. 106 (Appia) e adiacente alle linee ferroviarie Taranto-Bari e Taranto-Reggio Calabria, zone afferenti in antico strettamente alle attività produttive del centro urbano;
- Sia la documentazione di archivio che recenti indagini (cfr. 14,1,1994, p. 157; Taras, 22,1,2002 pp. 121-123) hanno evidenziato l'interesse archeologico del sito della raffineria e delle aree limitrofe, attraverso il riscontro della presenza di resti a volte di difficile ubicazione, riferibili alla frequentazione del territorio dell'antica colonia greca di Taranto, alle successive fasi di occupazione di età romana e alle utilizzazioni successive, con destinazioni d'uso varie;
- Il tracciato antico della Via Appia, individuato più a nord-est, potrebbe attraversare, dirigendosi verso la città antica, le aree occupate dalla raffineria, come lascerebbe presupporre sia il prolungamento cartografico del tratto interessato, sia la presenza documentata di insediamenti rurali e produttivi riferibili alle fasi insediative di età greca e romana.

In relazione ai lavori specificati in oggetto, pertanto, questa Soprintendenza per i beni archeologici della Puglia, per quanto di competenza, chiede che nella formulazione del parere

Ch
AR



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

richiesto vengano tenute presenti le seguenti esigenze, propedeutiche o contestuali ai lavori previsti in progetto:

- Ricognizioni topografiche nelle aree di espansione degli impianti, al fine di verificare attraverso l'indagine di superficie la persistenza sul terreno di tracce riferibili ad aree di interesse archeologico;
- L'esecuzione di saggi preventivi nelle aree più a rischio, sulla base delle risultanze delle ricognizioni topografiche, anche al fine di eventuali varianti necessarie a garantire gli aspetti connessi con la conoscenza e la tutela dei resti antichi;
- Adeguata sorveglianza archeologica continuativa per tutte le nuove opere che interferiscono con il sottosuolo;
- Le ricognizioni topografiche, l'attività di sorveglianza e la conduzione sul campo delle indagini archeologiche dovranno essere affidate, a totale carico della società appaltante, ad archeologi esterni a questa Soprintendenza, in possesso di qualificato curriculum professionale, che dovranno operare sotto la direzione tecnico-scientifica di questo Ufficio;
- Le indagini archeologiche preventive programmate o che si dovessero rendere necessarie in corso d'opera dovranno essere affidate, sempre a carico della società appaltante, a una ditta specializzata nello scavo archeologico, iscritta alla categoria OS25 >.

CONSIDERATO che la **Direzione Generale per i Beni Archeologici** con nota n. 10621 del 13/11/2006 (pervenuta il 14/11/2006 ed assunta al protocollo della Direzione Generale per i Beni Architettonici e Paesaggistici il 13/11/2006 al n. DG/BAP/S02/34.19.04/21426/2006) ha espresso le seguenti valutazioni:

< Con riferimento alle opere in progetto, la scrivente Direzione Generale, visto il parere reso dalla Soprintendenza per i Beni Archeologici della Puglia con la nota n. 13813 del 30/10/2006, concorda con le prescrizioni ivi contenute >.

CONSIDERATO che la Direzione Generale per i Beni Architettonici e Paesaggistici, a conclusione dell'istruttoria relativa alla procedura in oggetto, con parere istruttorio prot. n° DG/BAP/S02/34.19.04/7297/2007 del 13/04/2007, ha espresso il seguente parere:

< A conclusione dell'istruttoria relativa alla procedura in oggetto, viste le valutazioni delle Soprintendenze di settore, acquisiti i pareri della Direzione Generale per i Beni Archeologici, esaminati gli elaborati progettuali e il relativo Studio di Impatto Ambientale, preso atto della situazione vincolistica e di pianificazione paesaggistica verificata dalle competenti Soprintendenze, si ritiene di poter concordare con il con i pareri favorevoli delle Soprintendenze e della Direzione Generale per i Beni Archeologici sopracitate, nel rispetto delle prescrizioni dettate dalla Soprintendenza per i Beni Archeologici della Puglia >.

QUESTO MINISTERO

esaminati gli atti, viste le varie disposizioni di legge indicate in oggetto, in conformità con il parere istruttorio formulato dalla Direzione Generale per i Beni Architettonici e Paesaggistici sulla scorta delle valutazioni delle succitate Soprintendenze e del parere istruttorio della Direzione Generale per i Beni Archeologici, esprime:

CPB
AR



PARERE FAVOREVOLE

alla richiesta di pronuncia di compatibilità ambientale presentata dalla **Società Eni S.p.A.** per la realizzazione del progetto nel comune di Taranto relativo all' "Integrazione di una Unità di Hydrocracking nell'esistente Unità RHU (residue Hydroconversion Unit) per l'adeguamento delle produzioni di Raffineria di Taranto alle disposizioni della Comunità Europea (Direttiva 98/70/CEE e CEE/CEEA/CE n. 17 del 3/03/2003", nel rispetto di tutte le prescrizioni dettate dalla Soprintendenza per i Beni Archeologici della Puglia.

- con Deliberazione n. 604 del 21.05.2007, la Giunta della Regione Puglia ha espresso il parere di competenza per il progetto della ENI R&M S.p.A. di adeguamento delle produzioni di raffineria alle disposizioni della Comunità Europea.
- Il parere è stato espresso favorevolmente per le seguenti motivazioni:
 - Il progetto proposto va incontro a quanto previsto dalle norme sulla qualità dei combustibili (Direttiva 2003/17/CE) e Legge 306/03 mirata a diminuire il tenore di zolfo e di idrocarburi aromatici nei combustibili si da diminuire il contenuto di SOx in atmosfera;
 - La realizzazione del progetto non comporta alcun incremento produttivo della raffineria ma soltanto la trasformazione di prodotti a più forte contenuto inquinante in prodotti a minore contenuto inquinante;
 - la realizzazione del progetto water reuse approvato dal MATT il 02.09.04 prevedendo una sezione di ultrafiltrazione ed una sezione di dissalazione ad RO potrà consentire il riutilizzo delle acque rinvenienti dal TAE (trattamento acque effluenti) con un notevole risparmio dei consumi idrici della raffineria.

e con le seguenti prescrizioni di seguito riportate testualmente:

"E' tuttavia necessario che l'azienda fornisca adeguate integrazioni al riguardo dei seguenti punti:

- *non risulta ben chiaro l'attuale destino di alcune soluzioni concentrate relative agli impianti di dissalazione, ed in particolare quelle relative:*
 - *allo scambio ionico (addolcimento o demineralizzazione?);*
 - *al concentrato dell'osmosi inversa che costituisce una soluzione molto ricca di sali inorganici in funzione del grado di reiezione delle membrane e contenente anche sostanze organiche. Non viene detto nello studio quale è il destino dell'effluente dai CA;*
 - *quanto sopra risulta valido anche per la corrente concentrata dall'ultrafiltrazione.*

perché il monitoraggio continuo è esteso solo ai camini E1 e E2? Sarebbe opportuno che tale monitoraggio venisse esteso anche alle emissioni convogliate e nel parco serbatoi."



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

CONSIDERATO CHE:

- Non si ha certezza sugli effetti per l'ambiente e sulla salute degli incrementi emissivi derivanti dall'attuazione del progetto in assenza del Piano di Risanamento della Qualità dell'Aria di competenza della Regione Puglia e delle risultanze delle istruttorie di Autorizzazione Integrata Ambientale per tutti gli impianti che ricadono nell'area industriale di Taranto;
- è attualmente in corso una procedura di Valutazione di Impatto Ambientale relativa all'aumento di capacità di lavorazione a 11.000.000 t/a della stessa raffineria della società ENI SpA - Divisione Refining & Marketing;
- e, pertanto, si ritiene opportuno limitare la capacità di lavorazione ai livelli ufficialmente autorizzati con Decreto del Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato n.16159 del 31.10.1996 con il quale veniva autorizzata la Società Agip Petroli ad aumentare da 3.900.000 t/a a 5.000.000 t/a.

RITENUTO di dover provvedere ai sensi e per gli effetti del comma quarto dell'art. 6 della Legge 349/1986, alla pronuncia di compatibilità ambientale dell'opera sopraindicata:

ESPRIME

giudizio positivo circa la compatibilità ambientale relativa alla realizzazione degli impianti proposti dalla società ENI SpA - Divisione Refining & Marketing presso la Raffineria di Taranto, consistenti nell'integrazione di una Unità Hydrocracking nell'esistente unità Residue Hydroconversion Unit (RHU), unitamente ai suoi impianti ausiliari, così come riportati nei documenti di progetto, ed all'esercizio dei predetti impianti, a condizione che vengano ottemperate le prescrizioni indicate nel parere del Ministero per i Beni e le Attività Culturali e nel parere della Giunta della Regione Puglia riportate in premessa, nonché nei limiti ed alle condizioni di seguito indicate:

1. prima dell'entrata in esercizio dei nuovi impianti di adeguamento alle disposizioni della Comunità Europea (Dir. 98/70/CEE e CEE/CEEA/Ce n.17 del 03/03/2003) per la ulteriore diminuzione della concentrazione di zolfo nelle benzine e nei gasoli fino a 10 ppm:
 - a. la capacità di lavorazione delle materie prime dovrà essere limitata ai livelli produttivi autorizzati con Decreto del Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato n.16159 del 31.10.1996, salvo la presentazione di una successiva istanza nella quale sia dimostrato che l'incremento di produzione rispetto al predetto livello autorizzato garantisca livelli emissivi complessivi della raffineria compatibili con il redigendo Piano di Risanamento della Qualità dell'Aria, di competenza della Regione Puglia, tenendo conto delle risultanze del complesso delle Autorizzazioni Integrate Ambientali relative a tutti gli impianti che ricadono

CR
AR



nell'area industriale di Taranto ed ovviamente la positiva valutazione di tale istanza da parte del Ministero dell'Ambiente;

- b. dovrà essere già stato realizzato il gasdotto di collegamento alla rete gas nazionale;
2. il proponente dovrà notificare, entro un anno dall'entrata in esercizio dei nuovi impianti, all'ARPA Puglia l'avvenuta totale sostituzione di olio combustibile con fuel gas fino alla quantità indicata nel progetto;
3. il proponente, entro un anno dall'entrata in esercizio dei nuovi impianti, dovrà completare il sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni degli inquinanti, installando le necessarie apparecchiature su tutti i camini della raffineria e presentare ad ARPA Puglia una relazione con la descrizione dettagliata delle procedure di controllo delle emissioni dai camini, considerando opportune soglie di preallarme, al fine di ottenere lo smussamento dei possibili picchi emissivi e annullare la possibilità di superamento dei limiti normativi;
4. il proponente, prima dell'entrata in esercizio dei nuovi impianti, dovrà attivare, in accordo con ARPA Puglia, un piano di monitoraggio (Leak Detection And Repair) finalizzato alla rilevazione delle emissioni diffuse e fuggitive;
5. tutte le terre provenienti dagli scavi dovranno essere trattate in conformità a quanto dettato dal *D.Lgs. 3 Aprile 2006 n. 152*. Il proponente dovrà presentare all'ARPA Puglia un progetto esecutivo per il riutilizzo di parte delle predette terre di scavo per la realizzazione del rilevato da realizzarsi nell'area di ubicazione della nuova torcia BD3, prevista dal progetto;
6. fatto salvo quanto sarà prescritto relativamente alle emissioni nella procedura di AIA, contestualmente all'inizio dei lavori, dovrà essere concordato con l'ARPA competente l'impiego di un adeguato modello di dispersione degli inquinanti in atmosfera al fine di valutare il contributo della raffineria alle concentrazioni atmosferiche di ossidi di azoto, ossidi di zolfo, PM10 e PM 2.5 utilizzando come dati di ingresso i valori reali emessi e al fine di operare proiezioni relative a scenari emissivi futuri.

Si richiama l'attenzione della Società ENI S.p.A. sull'art.6, comma 6 della Legge n.349/1986 e sull'art.4 del D.P.C.M. n. 377/1988, preavvisando fin d'ora che, qualora si ravvisino comportamenti contrastanti con le disposizioni del presente decreto o comunque tali da poter compromettere fondamentali esigenze di equilibrio ecologico e ambientale, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare procederà alla sospensione dei lavori/attività rimettendo la questione al Consiglio dei Ministri.



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

DISPONE

che ai fini dell'approvazione del progetto, il proponente trasmetta alla Regione Puglia, al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare – Direzione Generale per la Salvaguardia Ambientale e al Ministero per i Beni e le Attività Culturali, gli elaborati definitivi del progetto adeguati secondo le prescrizioni contenute nel presente decreto;

che il presente provvedimento sia comunicato alla Società ENI S.p.A., all'ARPA Puglia ed alla Regione Puglia, la quale provvederà a depositarlo presso l'Ufficio istituito ai sensi dell'art.5, comma terzo, del D.P.C.M. n.377 del 10 agosto 1988 ed a portarlo a conoscenza delle altre Amministrazioni eventualmente interessate;

che il proponente trasmetta al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare – Direzione Generale per la Salvaguardia Ambientale ed al Ministero per i Beni e le Attività Culturali copia del provvedimento autorizzativo finale.

Roma, li

**IL MINISTRO DELL'AMBIENTE E
DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE**

**IL MINISTRO PER I BENI E LE
ATTIVITA' CULTURALI**

**DIREZIONE GENERALE
PER LA SALVAGUARDIA AMBIENTALE**

La presente copia fotostatica composta di
n° 20 fogli è conforme al suo originale.
Roma, li 22/4/02