

QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

1. PREMESSA

La Centrale Termoelettrica EniPower, della quale è previsto il potenziamento con risanamento tramite la realizzazione degli impianti a Ciclo Combinato, oggetto dello Studio di Impatto Ambientale, è sita all'interno dello Stabilimento di Taranto di proprietà ENI Refining & Marketing.

La Centrale EniPower risulta dunque strettamente integrata con la realtà industriale locale, alla quale fornisce vapore tecnologico ed energia elettrica e della quale usufruisce dei servizi generali ed ambientali.

La descrizione del progetto non può dunque prescindere da quella del contesto industriale in cui il progetto stesso si inserisce.

Nel successivo capitolo due è brevemente descritta la realtà produttiva della Raffineria ENI Div. Refining & Marketing; una maggiore attenzione viene posta alla descrizione dei servizi di Stabilimento strettamente connessi con gli impianti EniPower e ai servizi ambientali. Il bilancio ambientale di stabilimento, in termini di materie prime, prodotti, consumi e rilasci all'ambiente, elaborato secondo i dati di consuntivo per gli anni dal 2003 al 2005, si riferisce esclusivamente agli impianti di proprietà ENI Refining & Marketing.

Nel capitolo tre è descritta la Centrale Termoelettrica EniPower nel suo assetto attuale e ne viene presentato il bilancio ambientale, secondo i dati di consuntivo elaborati per gli ultimi anni passati, con riferimento in particolare all'anno 2005 che risulta essere rappresentativo di una situazione di funzionamento standard della centrale.

Il capitolo quattro è dedicato ai diversi vincoli ai quali il progetto sarà sottoposto, in funzione della normativa vigente, della natura dei luoghi nei quali l'opera sarà realizzata e delle norme di progettazione.

Da quanto analizzato, si evince che non ci sono interferenze di sorta tra l'opera in progetto e la pianificazione urbanistica, territoriale e settoriale vigente.

Al quinto capitolo viene descritto il contesto energetico in cui si inserisce la realizzazione dell'impianto in oggetto, tramite l'analisi del mercato dell'energia elettrica in Italia, considerata la situazione attuale e le prospettive future.

Il sesto capitolo presenta una descrizione del progetto della nuova Centrale: dopo un'analisi delle alternative tecnologiche, finalizzata a motivare la scelta effettuata, vengono descritti dettagliatamente il processo e le opere necessarie alla realizzazione dell'iniziativa, evidenziando i consumi di risorse e le emissioni nell'ambiente sia per la fase di costruzione/collaudato/avviamento sia per la fase di esercizio.

Il settimo capitolo è dedicato all'analisi dell'alternativa zero, cioè all'analisi delle conseguenze della scelta della non realizzazione del progetto.

Il capitolo otto è dedicato agli interventi di mitigazione sul progetto, atti a minimizzare gli impatti sull'ambiente.

Infine al capitolo nove viene riportata l'analisi dei malfunzionamenti dei sistemi o dei processi, con possibili conseguenze di carattere ambientale.

2. LO STABILIMENTO ENI REFINING & MARKETING

2.1. *Descrizione dello stabilimento*

La Raffineria ENI Refining & Marketing di Taranto (ex-Agip Petroli) è situata nella zona Nord del Golfo di Taranto e sorge su di un'area di 275 ettari, di cui la maggior parte occupata da fabbricati ed impianti.

Ai limiti di proprietà dello stabilimento ENI Div. R&M sono presenti:

A Nord:

- Deposito AgipGas a 300 m dalla recinzione;
- Officine Metalmeccaniche a 180 m;
- Peyrani Trasporti a 150 m dalla recinzione;
- Deposito di GPL della Incagal (confinante);

A nord, oltre questi insediamenti vi è la SS Appia Taranto – Bari e lo stabilimento ILVA.

A Est:

- Terreni di proprietà dell'ENI che si interpongono tra questa ultima e la strada di collegamento tra la SS 106 Jonica e la SS Appia Taranto – Bari;
- Cementificio Cementir oltre la strada di collegamento sopra citata.

A Sud:

- Ex deposito petrolifero, attualmente non operativo da oltre 20 anni (ex costiero Agip), che si trova a circa 250 m dal muro di cinta;
- Ospedale "Testa" confinante con la Raffineria;
- Ferrovia FS Taranto – Reggio Calabria e Taranto – Bari che costeggia il muro di cinta della Raffineria;
- Deposito locomotive FS;
- Deposito, in disuso, di prodotti chimici ex-Anic;
- Pontile petroli della Raffineria stessa;
- Pontile della Cementir ;

Il campo boe si trova al centro della rada del Mar Grande.

A Ovest:

- Ferrovia Taranto – Bari;
- Campi agricoli.

La SS 106 Jonica divide lo stabilimento in due: a Nord l'area impianti di processo, a Sud il parco serbatoi di stoccaggio.

All'interno del perimetro della Raffineria di Taranto è compresa l'attività esercita da EniPower stabilimento di Taranto.

Il personale attivo nei vari servizi della Raffineria durante il normale orario giornaliero (comprendendo sia i dipendenti giornalieri che i turnisti) è pari a circa 170 unità lavorative.

Il personale turnista viene organizzato in squadre per coprire le 24 ore e le 16 ore.

Nei giorni feriali sono inoltre presenti in Raffineria in media circa 160 -170 persone di Ditte Appaltatrici fatti salvi periodi particolari di punta delle presenze di terzi a seguito di manutenzione generale programmata di Raffineria o per realizzazione di nuovi impianti. Al di fuori dell'orario giornaliero è presente in Raffineria una squadra di operatori in turno che si aggira intorno alle 50 unità complessive.

Nella Figura 2.1-A è riportata la planimetria della Raffineria di Taranto.

Lo stabilimento possiede un pontile che consta di due ormeggi per l'attracco di navi fino a 18.000 tonnellate di stazza lorda e di due ormeggi per navi fino da 34.000/60.000 tonnellate di stazza lorda.

La Raffineria è organizzata nelle 4 aree produttive schematizzate nel seguito:

- Area Impianti: raggruppa gli impianti di produzione di GPL, benzina, kerosene, gasolio, olio combustibile e bitumi;
- Area Stoccaggio: collocata nella parte sud della Raffineria, al di là della SS106 Jonica;
- Area Caricamento rete (ex-Deint) e Caricamento Extra-Rete: raggruppa le pensiline di carico dei prodotti a mezzo autobotti (ATB);
- Pontile e Campo Boe: il primo utilizzato per la movimentazione di materie prime e prodotti su navi fino a 60.000 tonnellate, il secondo fino a 250.000 tonnellate.

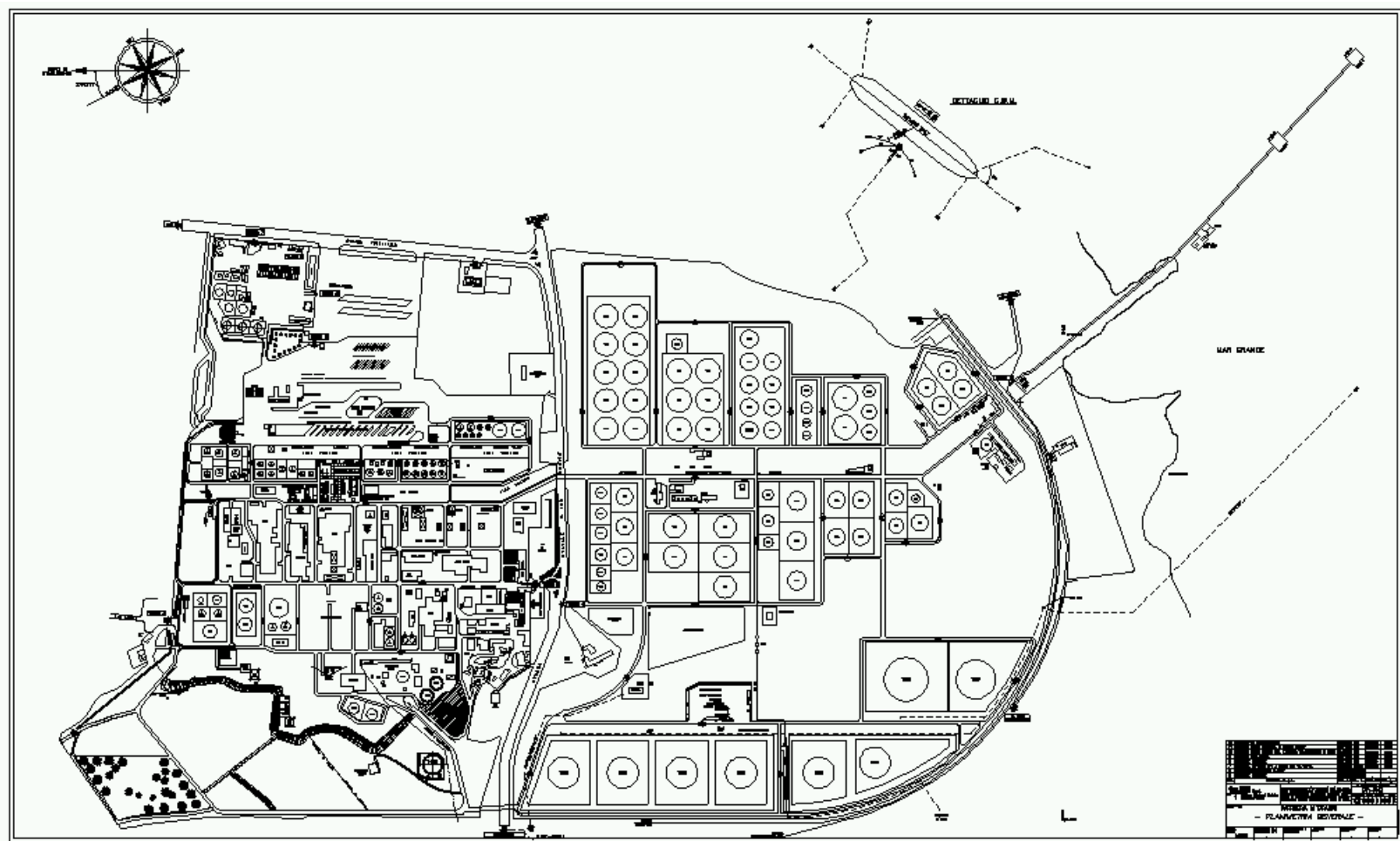


Figura 2.1-A: Planimetria generale Raffineria di Taranto

In generale le funzioni di Stabilimento possono essere suddivise come segue:

- impianti produttivi;
- servizi industriali;
- servizi generali;
- sistemi di stoccaggio e logistica;
- servizi ambientali e sicurezza.

Le fasi operative mediante le quali viene realizzata in Raffineria la trasformazione del petrolio greggio in prodotti finiti sono le seguenti:

- ricevimento e stoccaggio di materie prime e prodotti finiti;
- ciclo di lavorazione;
- spedizione prodotti finiti.

Di seguito le singole funzioni vengono descritte al livello di approfondimento richiesto dalla loro interazione con la realtà produttiva EniPower.

2.2. Il processo di raffinazione

Per ottenere prodotti finiti dal petrolio, è necessario separare la miscela di idrocarburi contenuta nel greggio. Questo processo è denominato distillazione frazionata.

Il petrolio greggio viene introdotto in un forno e portato alla temperatura di circa 360°C che cambia il suo stato fisico da liquido in vapore. I vapori di petrolio vengono quindi iniettati nella colonna di frazionamento, o torre di raffinazione. Nella torre di raffinazione i gas, passando attraverso una serie di piatti forati, salgono verso l'alto, raffreddandosi. Alle diverse temperature si condensano, ritornando allo stato liquido. Ricadendo si depositano sui piatti, dando così luogo alla separazione delle diverse frazioni di idrocarburi.

Nel punto più basso della colonna si condensano oli combustibili, lubrificanti, paraffine, cere e bitumi, tra i 350° e i 250° C si condensa il gasolio, utilizzato come combustibile per motori diesel e per il riscaldamento domestico. Tra 250° e 160° C il kerosene, un combustibile usato come propellente per aerei a

reazione e impianti di riscaldamento. Tra i 160° e i 20°C condensa la nafta, usata come combustibile per autotrazione e, come materia prima, per produrre materie plastiche, farmaci, pesticidi, fertilizzanti. A 20°C, rimangono gassosi metano, etano, propano e butano. In particolare, butano e propano, formano il combustibile denominato GPL.

In una raffineria, oltre alla distillazione frazionata, si svolgono altri processi, per ricavare ulteriori quantità di prodotti pregiati o per migliorare la qualità dei prodotti ed adeguarli alle richieste del mercato.

Ad esempio, in impianti, denominati di "Cracking", è possibile spezzare le catene idrocarburiche più lunghe. Questo procedimento permette di trasformare prodotti poco pregiati in benzine e gasoli. Attraverso il "Reforming catalitico", viene aumentato il numero di ottani nelle benzine, con la "Desolforazione" si riduce quasi totalmente il contenuto di zolfo nei gasoli.

2.3. Assetto produttivo attuale di Stabilimento

Le operazioni di processo di raffinazione, consistono dunque nella separazione dei diversi componenti del greggio tramite la distillazione in frazioni che presentano, rispetto al greggio, una maggiore omogeneità tra i componenti.

Alcune di queste frazioni non possiedono ancora tutte le caratteristiche necessarie all'impiego, e devono essere sottoposte ad ulteriori trattamenti, in appositi impianti a valle dell'impianto di distillazione primaria.

A questo primo gruppo di impianti, che rappresenta la tradizionale Raffineria HYDROSKIMMING costruita nel 1967 (complesso Impianti n. 1), si è aggiunto nel 1983 un impianto di "conversione" denominato complesso TSTC (complesso Impianti n. 2) ove la frazione più pesante (residuo) proveniente dagli impianti del complesso 1 viene "trasformata" (convertita) in componenti più pregiati tramite Cracking Termico. Anche i prodotti di Cracking Termico necessitano di successivi trattamenti in idonei impianti a valle della conversione.

Il residuo ad alto tenore di zolfo viene invece inviato all'impianto RHU, con lo scopo di ottenere olio combustibile a basso tenore di zolfo, gasolio desolfurato e distillati per carica agli impianti di conversione termica.

La Raffineria ha una capacità annua di lavorazione di 5.000.000 tonnellate di petrolio greggio ed è in grado di lavorare un'ampia varietà di greggi e di residui importati e nazionali in modo da avere la massima flessibilità operativa.

Il greggio viene immagazzinato in un parco serbatoi da dove viene inviato all'impianto di Distillazione primaria in cui avviene la separazione frazionata dei semilavorati utilizzati nei processi successivi.

Dall'impianto di distillazione il gas e la benzina vengono inviati all'unità di Idrotrattamento. In tale impianto, che elimina per idrogenazione le varie impurezze, i gas vengono separati dai gas liquefatti e la benzina viene stabilizzata e quindi frazionata per le varie utilizzazioni successive.

L'idrogeno per l'idrotrattamento proviene sia da una rete alimentata dal Reforming catalitico, sia da due impianti di produzione idrogeno.

Dall'impianto di idrotrattamento, i gas liquefatti vengono inviati all'impianto Trattamento e Frazionamento GPL.

Le benzine vengono suddivise in frazioni leggere inviate all'impianto di Isomerizzazione ed in frazioni più pesanti inviate all'unità di Reforming catalitico. Tali impianti elevano il numero di ottano delle benzine, consentendo la loro trasformazione in benzine per autotrazione. I distillati medi, petroli e gasoli, dall'impianto di distillazione vengono inviati agli impianti di Idrodesolforazione n° 1 e n° 2, da cui proseguono per essere utilizzati come componenti dei vari petroli e gasoli finiti.

Il residuo della distillazione atmosferica viene inviato ad una colonna sottovuoto, producendo gasolio da vuoto, che può essere alimentato come carica integrativa all'impianto di Conversione Termica.

Il residuo da vuoto a sua volta viene inviato, separatamente dal gasolio da vuoto, da solo o in miscela con residui importati, in carica all'unità di Conversione Termica o, in carica all'unità di Idroconversione spinta dei Residui.

Questo ultimo impianto, oltre a produrre benzina da inviare all'unità di Reforming e gasolio finito, produce gasolio da vuoto costituente carica addizionale per l'impianto di Conversione Termica ed un olio combustibile a basso tenore di zolfo e metalli, migliorando in tal modo la conversione globale e le qualità delle produzioni della Raffineria.

E' in atto un progetto di modifica di questa ultima unità che consiste essenzialmente nella integrazione di una unità di Hydrocracking nell'esistente unità RHU (Residue Hydroconversion Unit).

Costituiranno parte integrante del progetto sia un nuovo impianto idrogeno che un nuovo impianto Claus con unità TGTU (Tail Gas Treatment Unit) per il recupero dello zolfo.

L'unità di Conversione Termica, alimentata come descritto, produce gasolio di cracking, inviato agli impianti di Idrodesolforazione n° 1 e n° 2 e da qui a miscelazione nei gasoli finiti. Produce inoltre gas incondensabili, gas liquefatti e benzine di cracking; queste ultime vengono inviate all'impianto Gas Concentration; da qui la benzina pesante viene inviata a Reforming catalitico, dopo essere stata sottoposta ad Idrotrattamento; la benzina leggera costituisce componente per benzine auto, dopo opportuno trattamento nell'impianto C5/C6 Merox; subito dopo i gas liquefatti, trattati nell'impianto LPG Merox, vengono inviati all'unità di Frazionamento; infine, il gas incondensabile alimenta la rete gas combustibile di Raffineria.

L'idrogeno solforato separato dai gas delle varie unità, viene inviato al sistema di Recupero Zolfo, costituito da tre impianti (processo Claus) ed uno di trattamento dei gas di coda (SCOT).

I gas liquefatti provenienti dagli impianti di Distillazione atmosferica, Conversione Termica e Reforming catalitico, separati nell'apposito impianto Frazionamento GPL, vengono inviati ai serbatoi come GPL.

I residui di cracking miscelati con opportuni diluenti, costituiscono i vari oli combustibili commerciali; da tali residui vengono inoltre prodotti i diversi tipi di bitume.

In definitiva, il ciclo di lavorazione che a partire dal petrolio greggio porta ai vari prodotti finiti si avvale dei seguenti impianti:

IMPIANTI DI PRODUZIONE

- Distillazione a due stadi (Atmosferica E Sottovuoto)
- Desolforazione Benzine
- Reforming Catalitico Benzine (Platformer)
- Desolforazione Kero/Dewaxing/Desolforazione Gasoli
- Frazionamento Gpl
- Conversione Termica a due stadi dei residui
- Concentrazione Gas
- Desolforazione Gasoli o Kero
- Produzione Idrogeno 1
- Isomerizzazione Benzine
- Produzione Idrogeno 2
- Idroconversione Dei Residui (RHU)

IMPIANTI DI TRATTAMENTO, SMALTIMENTO E ABBATTIMENTO

- Lavaggio amminico 1 e 2
- Stripper acque acide 1, 2 e 3
- Trattamento merox gpl
- Trattamento merox C5/C6
- Recupero zolfo
- Recupero zolfo -trattamento gas di coda
- Trattamento sode esauste
- Impianto trattamento acque reflue e acque di zavorra
- Sistema torce
- Recupero vapori di benzina
- Recupero vapori di bitume

2.4. Servizi industriali

Oltre alla Centrale Termoelettrica EniPower che produce vapore tecnologico ed Energia Elettrica, di cui si parlerà in modo esteso al successivo capitolo 3, i servizi industriali di stabilimento sono composti dalle seguenti unità:

- Sistema acqua temperata complesso 1 e 2
- Sistema gas inerte
- Dissalazione acqua
- Produzione acqua demineralizzata
- Sistema gas combustibile
- Sistema olio combustibile
- Sistema acqua calda
- Sistema olio caldo
- Produzione azoto

Di seguito descriveremo i servizi industriali di Stabilimento che presentano interazioni con il progetto EniPower.

DISSALAZIONE ACQUA

Il trattamento dissalazione consiste in due impianti :

- Impianto di dissalazione a osmosi inversa dell'acqua di mare, della capacità complessiva di circa 150 t/h

PRODUZIONE ACQUA DEMINERALIZZATA

L'impianto di demineralizzazione dell'acqua della Raffineria è di Proprietà EniPower ed è descritto al capitolo 6.

SISTEMA GAS COMBUSTIBILE

Il sistema fuel gas della Raffineria ha la funzione di ricevere tutte le correnti gassose di idrocarburi più leggeri del propano che vengono prodotte durante le varie fasi di lavorazione nei tre gruppi d'impianti e di inviarle come gas combustibile ai bruciatori delle caldaie e dei forni di processo.

In alcune correnti di fuel gas è presente una certa quantità di idrogeno, mentre quelle contenenti idrogeno solforato, prima di entrare nella rete fuel gas, passano dagli impianti di trattamento amminico dove vengono separate dall'H₂S.

Il gas combustibile del sistema fuel gas è utilizzato anche per alimentare come fluido di processo l'impianto di produzione idrogeno e il gruppo Turbogas realizzato nel 1994.

Il sistema è suddiviso in due unità: la prima, realizzata nel 1967 (alla costruzione della Raffineria), la seconda realizzata nel 1983 in occasione della costruzione dell'impianto di conversione termica (TSTC). A questa seconda unità è collegato il sistema fuel gas dei nuovi impianti RHU/Ancillari costruiti nel 1994.

Le due unità sono collegate tra loro ma possono funzionare anche separatamente permettendo in tal modo diverse configurazioni di marcia dei vari complessi d'impianti. Infatti il complesso 1 può funzionare anche col complesso 2 fermo e viceversa. Il complesso 3 può funzionare col complesso 2 fermo solo se il sistema del fuel gas resta in servizio in parallelo con quello del complesso 1, e integrato col GPL dell'evaporatore. Ognuna delle due unità è costituita da una sezione (comprendente un evaporatore di GPL ed un miscelatore) di raccolta e miscelazione dei vari flussi di gas prodotti ed eventuale reintegro con GPL, ed una rete di distribuzione del gas agli utilizzatori.

2.5. Servizi generali

Lo Stabilimento è dotato dei seguenti servizi generali:

- parco antincendio, sede dei pompieri di Raffineria, che comprende i locali contenenti i materiali e gli equipaggiamenti antinfortunistici ed i mezzi antincendio;
- infermeria, funzionante 24 ore su 24, con annessa rimessa dell'auto ambulanza;
- laboratorio chimico, dove vengono controllate le specifiche dei semilavorati e dei prodotti finiti prima che vengano spediti ai vari acquirenti e depositi;
- magazzini, dove sono stoccati i materiali ed i ricambi necessari alla manutenzione delle macchine ed apparecchiature degli impianti;
- officine, dove si effettuano i lavori di manutenzione e riparazione da parte del personale ENI R&M e delle Ditte appaltatrici;
- Fabbricato uffici, con gli uffici della Direzione, dei Servizi del Personale, Amministrazione, Tecnologico, dell'Esercizio, dei Servizi Tecnici e del Servizio Prevenzione, protezione ed antincendio;
- Centro Elaborazione Dati;
- Guardiania, dove risiede il personale della Vigilanza di Raffineria;
- Uffici Spedizione, dove vengono elaborate le pratiche relative al carico e trasporto dei prodotti via terra, via mare e via oleodotti;
- Fabbricato mensa e spogliatoi.

2.6. Impianti ed infrastrutture della Logistica Centrale

- I prodotti sono stoccati negli stoccaggi asserviti ai singoli impianti e nelle aree generali di stoccaggio gestite da Eni Div. R&M denominate “ Serbatoi di stoccaggio”
- Piattaforma di miscelazione (blending) e Additivazione
- Oleodotti di trasferimento prodotti finiti pensiline di carico autobotti e scarica greggio
- Carico e scarico via mare (pontile) scarica greggio via mare (campo boe)

2.7. Servizi ambientali

2.7.1. Le reti di raccolta acque reflue

Le fogne dei singoli impianti fanno capo all'impianto di trattamento e depurazione acque reflue di raffineria nel quale le acque oleose o comunque inquinate da sostanze chimiche vengono trattate e filtrate prima di essere scaricate a mare.

Fogna oleosa

E' una rete completamente interrata che raccoglie tutte le acque oleose di scarico del processo, le acque di drenaggio dei serbatoi e le acque sanitarie dei vari uffici. Questa rete fognaria è costituita da pozzetti invasati a tenuta idraulica.

Le acque della fogna oleosa degli impianti 1 confluiscono ad un separatore a piastre parallele P.P.I. (Parallel Plate Interceptor) e da qui all'impianto trattamento acque.

Fogna meteorica (accidentalmente oleosa)

E' una rete fognaria in parte interrata e in parte a cielo aperto (canalette), che raccoglie le acque piovane da piazzali e strade e che potenzialmente potrebbero diventare oleose.

Le acque confluiscono all'impianto trattamento acque e subiscono lo stesso trattamento di quelle oleose con la sola differenza che non passano dal separatore P.P.I.

La rete in questione è dimensionata per 60 mm/h di acqua (piovana + smaltimento di acque antincendio).

Fogna acida

E' una rete interrata che raccoglie le acque acide di scarico dagli impianti di processo. Tale rete non ha pozzetti comunicanti con l'atmosfera e confluisce direttamente in vasche interrate.

Le acque in oggetto vengono deacidificate tramite gli impianti di strippaggio acque acide (SWS), dopodiché possono confluire all'impianto trattamento acque (TAE).

Fogna bianca

Le acque che confluiscono nella fogna bianca sono di due tipi:

1. acque di raffreddamento della centrale termoelettrica che in nessun modo possono entrare in contatto con idrocarburi e quindi vengono inviate direttamente a mare.
2. acque di raffreddamento di alcuni degli impianti di processo che potenzialmente possono entrare in contatto con idrocarburi e vengono inviate in testa ad un bacino separatore a gravità (API).

Lo schema dei reflui di Raffineria è illustrato in Figura 2.7-A.

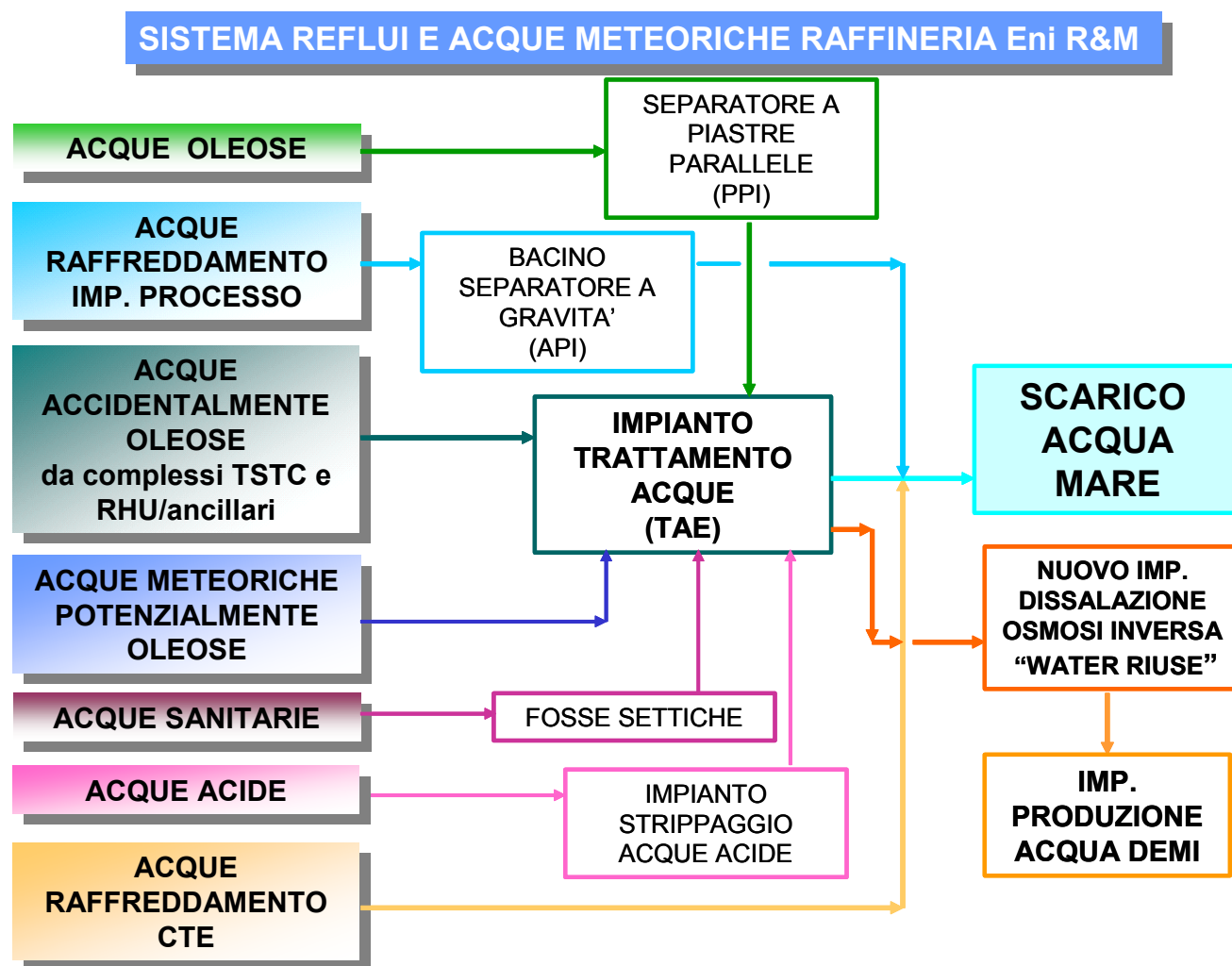


Figura 2.7-A:- Schema sistema REFLUI di RAFFINERIA

2.7.2. *Trattamento e depurazione acque reflue (TAE)*

All'interno della Raffineria è presente un impianto di trattamento acque reflue, denominato TAE, che opera il trattamento biologico e chimico-fisico delle acque di processo e degli scarichi oleosi dei cicli di raffinazione, finalizzato a restituire al bacino idrico di destinazione (Mar Grande) acque che rispettino i limiti di legge.

I bacini di afflusso delle acque che confluiscono verso i due scarichi autorizzati e attualmente in uso della Raffineria (scarico A e scarico B) possono considerarsi suddivisi in tre zone distinte, denominate zona A – B – C, riportate schematicamente nella seguente Figura 2.7-B .

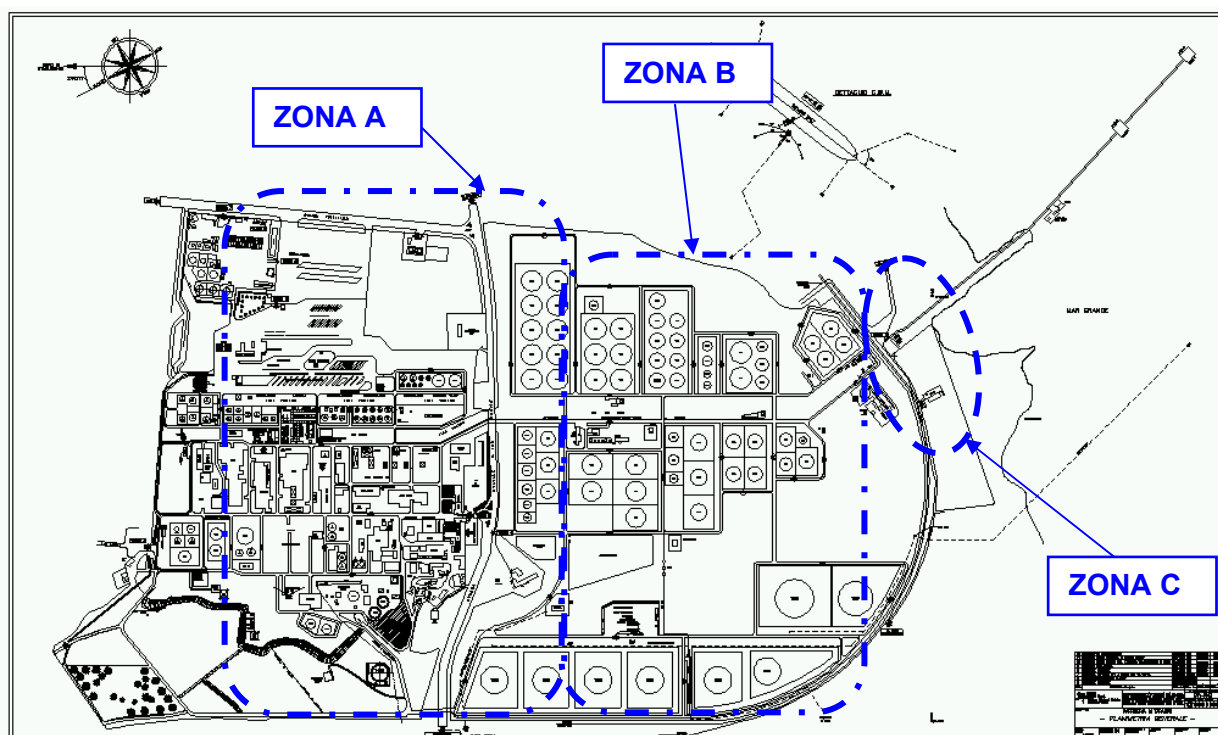


Figura 2.7-B -Zone di Pertinenza degli Impianti di Trattamento

La zona A raccoglie e tratta attraverso l'impianto TAE A la totalità delle acque di processo e le acque meteoriche che interessano le aree occupate dagli impianti di Raffineria; la zona B raccoglie e pre-tratta all'impianto TAE B le acque meteoriche e le acque di drenaggio dei serbatoi; la zona C raccoglie nell'impianto TAE C le acque meteoriche e le acque di drenaggio dei serbatoi della zona denominata "Valves Box nord", ma attualmente è inutilizzato.

Tutte le acque derivanti dalle zone B e C sono convogliate al TAE A (impianto di trattamento principale) e da esso trattate prima del convogliamento attraverso lo scarico A nel corpo recettore (Mar Grande).

Lo scarico B è invece interessato solo da acqua meteorica non di prima pioggia.

L'ubicazione degli scarichi di Raffineria è riportata nella Figura 2.7-C.

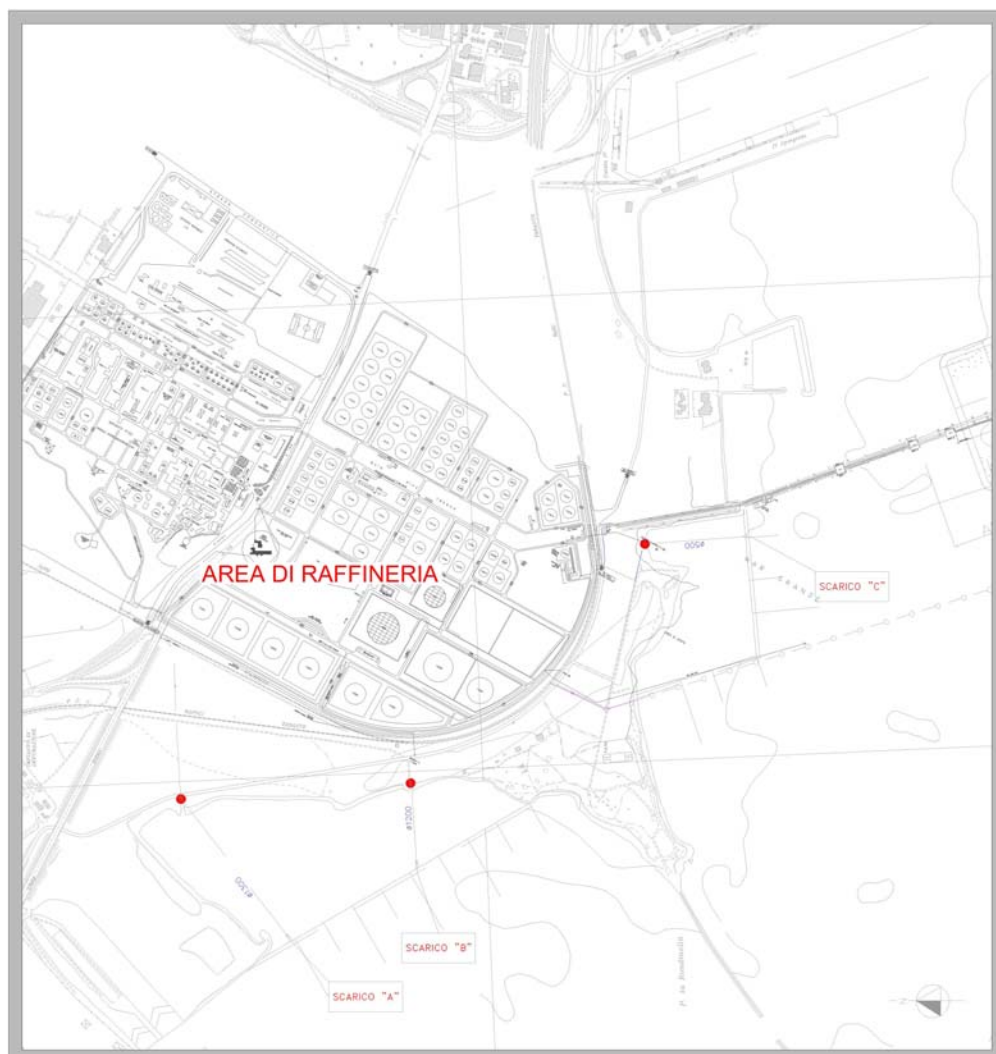


Figura 2.7-C - Ubicazione degli Scarichi di Raffineria

L'unità TAE A è stata recentemente modificata con l'inserimento di una sezione di desolforazione per l'abbattimento dei solfuri nei reflui da Dissalatore e Strippaggio acque acide, di una sezione di trattamento biologico su biofiltri per la depurazione biologica delle acque reflue di processo e di una sezione di ispessimento e disidratazione dei fanghi, prodotti principalmente dal processo biologico.

Nel suo complesso l'impianto di trattamento delle acque effluenti (TAE) è composto dalle seguenti sezioni principali:

- sezione di desolforazione;
- sezione di sollevamento e accumulo;
- sezione dei trattamenti primari;
- sezione di biofiltrazione;
- sezione fanghi.

La Raffineria di Taranto ha realizzato un progetto denominato "Water Reuse", approvato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio in data 02/09/04.

L'esecuzione del progetto ha visto 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 permette 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.

L'impianto ha una capacità di trattamento pari a 550 m^3/h .

Il progetto è nato dalla necessità di trattare le acque provenienti dagli sbarramenti idraulici attuati per la bonifica dell'acqua di falda superficiale sottostante la Raffineria di Taranto, conformemente a quanto indicato nel Progetto Definitivo di Bonifica elaborato sulle risultanze della caratterizzazione ambientale realizzata dalla Raffineria.

In fase di progettazione, ENI R&M ha deciso di sovradimensionare gli impianti di questo progetto in modo da poter rendere possibili maggiori ricicli di acqua all'interno della Raffineria, per ridurre i prelievi e gli scarichi idrici delle acque di processo. Tale scelta è stata effettuata nell'ottica di diminuire la pressione sull'ambiente idrico.

Tra gli obiettivi dell'impianto "water reuse" figura quindi, oltre al trattamento delle acque di falda, anche quello di massimizzare il recupero delle acque effluenti dai diversi processi produttivi e delle acque meteoriche, con la produzione di acqua dissalata da destinare agli utilizzi interni del sito (produzione acqua demineralizzata per la centrale elettrica EniPower, lavaggi, irrigazione delle aree verdi, reintegro rete antincendio e altri servizi).

Con la messa a regime di questo impianto la Raffineria ridurrà sia i prelievi che gli scarichi idrici eliminando, da un lato il prelievo di acqua da pozzo e di acqua demi da ILVA, e dall'altro riducendo sensibilmente lo scarico a mare delle acque di processo.

In sintesi, con la realizzazione del nuovo impianto, il trattamento delle acque di Raffineria, è composto dalle seguenti fasi:

- recupero delle acque di falda, inviate al trattamento c/o il chimico-fisico del TAE A (a monte della esistente disoleazione per flottazione);
- accumulo e omogeneizzazione con ripresa delle acque effluenti dal trattamento biologico del TAE A;
- pretrattamento del refluo con membrane di ultrafiltrazione;
- processo di dissalazione mediante osmosi inversa;
- trattamento di filtrazione su carboni attivi del rigetto dall'osmosi inversa prima dello scarico a mare;
- trattamento di decantazione del rigetto dell'ultrafiltrazione per la separazione e ispessimento dei fanghi che vengono avviati alla sezione di disidratazione fanghi. Le acque chiarificate sono invece rinviate in testa all'ultrafiltrazione.

2.7.3. Sistemi di raccolta e smaltimento rifiuti

I rifiuti industriali prodotti in Stabilimento vengono affidati per lo smaltimento a ditte appositamente attrezzate e autorizzate.

La raffineria produce rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi.

In particolare in raffineria sono identificate 5 aree di deposito temporaneo rifiuti, descritte di seguito e riportate nella Figura 2.7-D.

- A1: area di accumulo per rottame di ferro, materiale elettrico e lana di ferro non inquinato
- A2: area di accumulo per legno e assimilabili agli urbano vari non inquinati (area adiacente al "campo esercitazione antincendio")
- A3: area di accumulo fusti e bulk vuoti da bonificare
- A4: area di accumulo fusti e cassoni scarrabili per fanghi palabili, materiali inquinanti, oli lubrificanti esausti e rifiuti solidi speciali pericolosi
- A5: Area di accumulo per catalizzatori esausti (area sita in prossimità del Varco di ingresso n. 3).

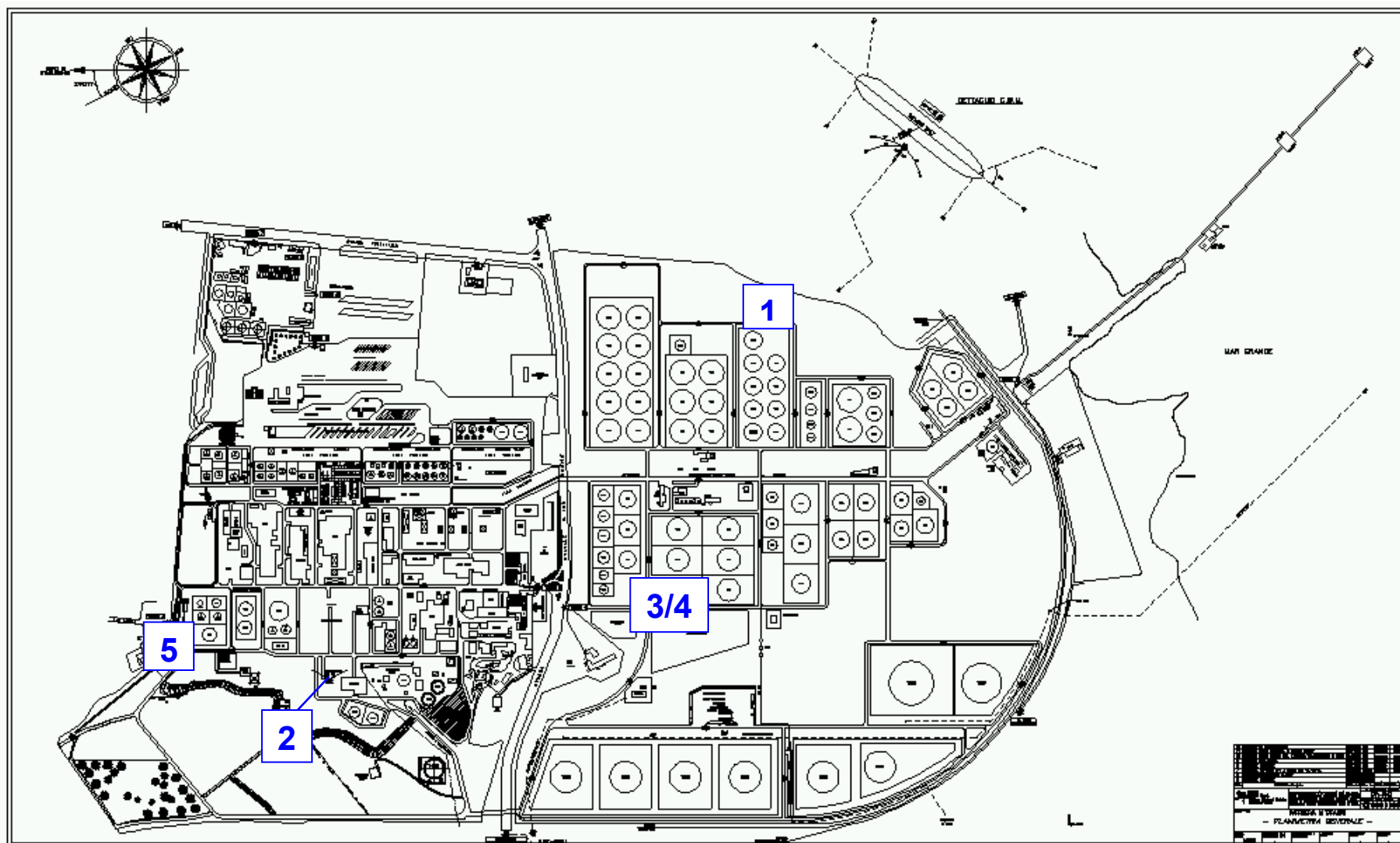


Figura 2.7-D: Ubicazione aree di deposito temporaneo rifiuti.

2.8. Sintesi dei prodotti e dei consumi - impianti ENI R&M -

La Raffineria di Taranto ha conseguito nel corso del 2001 la certificazione di conformità allo Standard ISO 14001 del proprio sistema di gestione ambientale e la registrazione EMAS (*Eco-Management & Audit Scheme*) in data 02/03/2005.

Le attività di certificazione ambientale hanno comportato una approfondita analisi ambientale delle attività svolte nel sito; è stata adottata una Politica di Salute, Sicurezza e Ambiente che ribadisce l'impegno per la prevenzione all'inquinamento e individua concreti obiettivi di miglioramento in materia ambientale.

I bilanci presentati in questo paragrafo ed al successivo si riferiscono esclusivamente agli impianti di proprietà ENI R&M. Tali bilanci possono essere considerati degli indicatori dell'entità in termini produttivi ed ambientali del contesto industriale in cui è inserita la Centrale termoelettrica EniPower.

Nel seguito vengono riportate le produzioni e i principali consumi degli impianti di proprietà ENI R&M, distinti tra materie prime e Utilities, relativi al consuntivo per l'anno 2005 e precedenti.

La fonte dei dati è stata il Rapporto Salute Sicurezza e Ambiente, Eni Divisione R&M, 2005, solo per alcuni indicatori sono disponibili al momento i dati del 2005, considerati ancora provvisori .

Le principali produzioni della raffineria sono riportate nella Tabella 2.8-A, riferite agli anni 2003/2005.

t/anno	2003	2004	2005
Benzine	934.380	1.185.268	997.765
Petroli e Gasoli	1.812.720	2.093.589	2.260.847
Oli combustibili	983.640	1.328.652	1.540.415

Tabella 2.8-A: Principali produzioni –2003-2005

Le quantità di greggi e semilavorati per il 2005 sono risultate superiori a quelle del precedente esercizio, e sono riportate in Tabella 2.8-B.

Greggio e semilavorati raffinati	2003	2004	2005
t/anno	4.981.730	5.567.863	6.081.267

Tabella 2.8-B: Greggio e semilavorati – 2003-2005

Per quanto riguarda i consumi energetici, questi risentono dell'aumento di capacità di lavorazione della Raffineria comportando un aumento dell'energia utilizzata in fabbrica e un aumento dei combustibili bruciati negli impianti di processo.

La Figura 2.8-A mostra l'andamento dei consumi energetici costante.

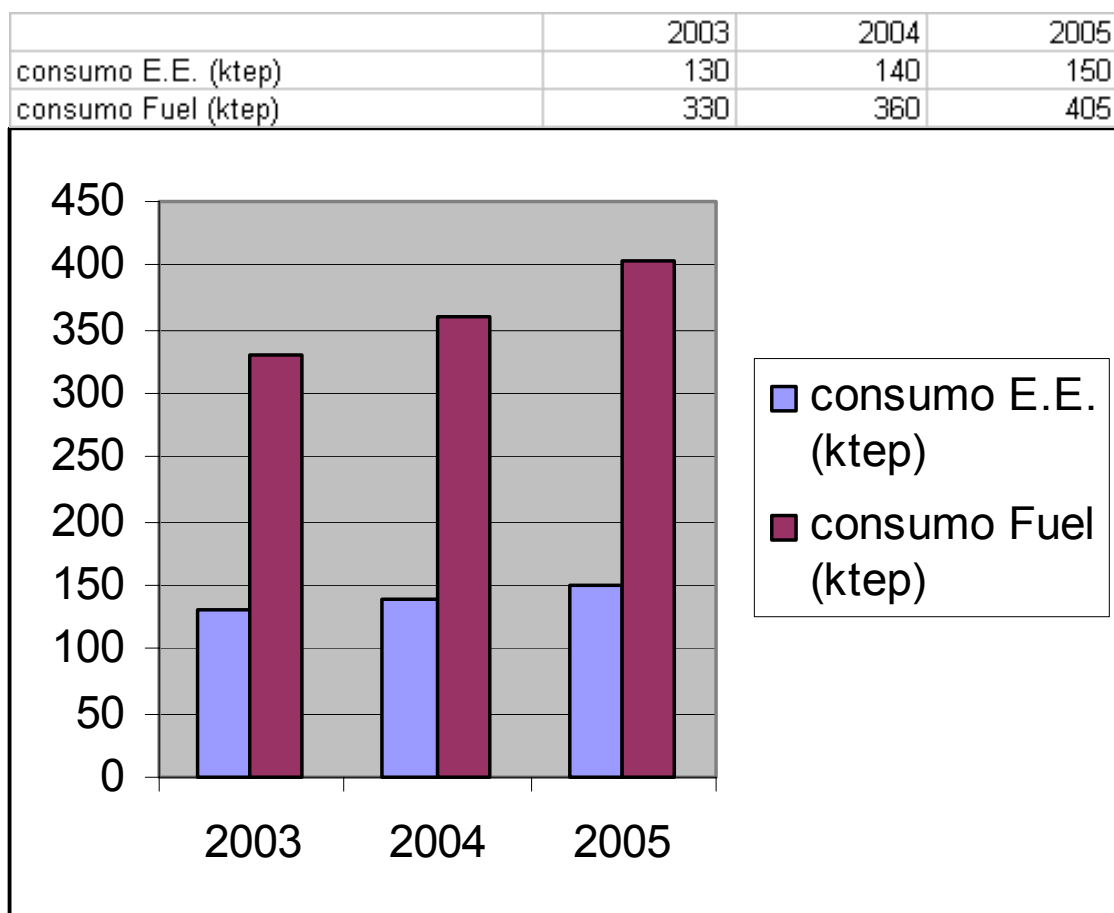


Figura 2.8-A: consumi energetici – 2003-2005

Per quanto riguarda il consumo idrico, i dati relativi al triennio 2003/2005 sono riportati nella Tabella seguente

	2003	2004	2005
Acque dolci (m³)	2.123.081	2.240.571	2.218.577
Acqua mare (m³)	62.426.881	67.680.236	82.009.310
totale	64.549.962	69.920.807	84.227.887

Tabella 2.8-C: consumi idrici – 2003-2005

2.9. Rilasci all'ambiente

2.9.1. Emissioni in atmosfera

I dati relativi alle emissioni convogliate in atmosfera evidenziano un tendenziale incremento rispetto all'esercizio 2004 dei parametri SO₂, Polveri Totali (PST), NOx imputabile alle maggiori quantità di materie prime (greggi e semilavorati) lavorate dalla Raffineria nel corso del 2005.

Le emissioni diffuse registrano un incremento di circa il 3%.

Tale incremento è giustificabile per l'aumentata quantità di materie prime lavorate in Raffineria.

Le figure che seguono illustrano le quantità di inquinanti emessi dalla Raffineria, negli ultimi 5 anni.

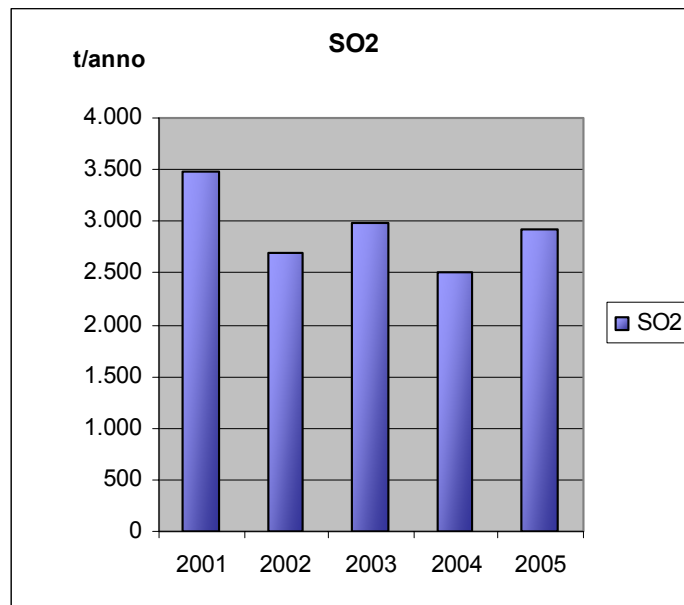


Figura 2.9-A: Emissioni di SO₂ - 2001/2005

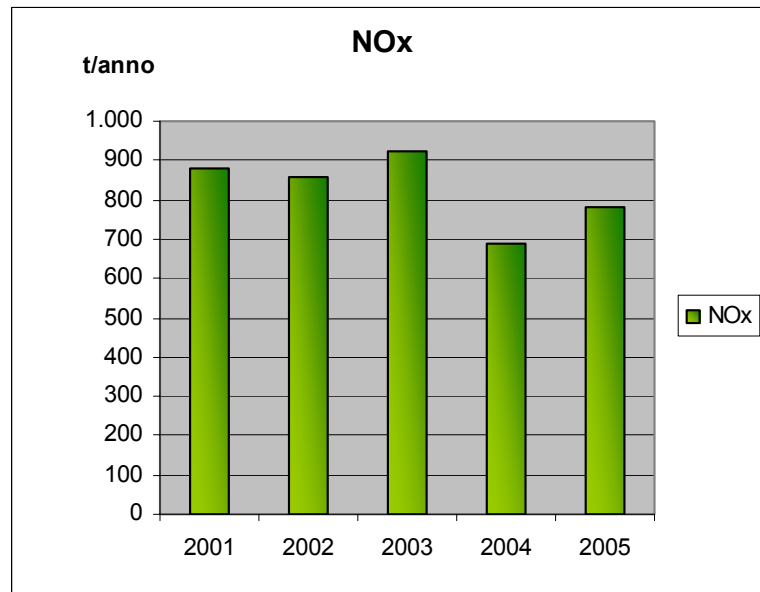


Figura 2.9-B: Emissioni di NOx - 2001/2005

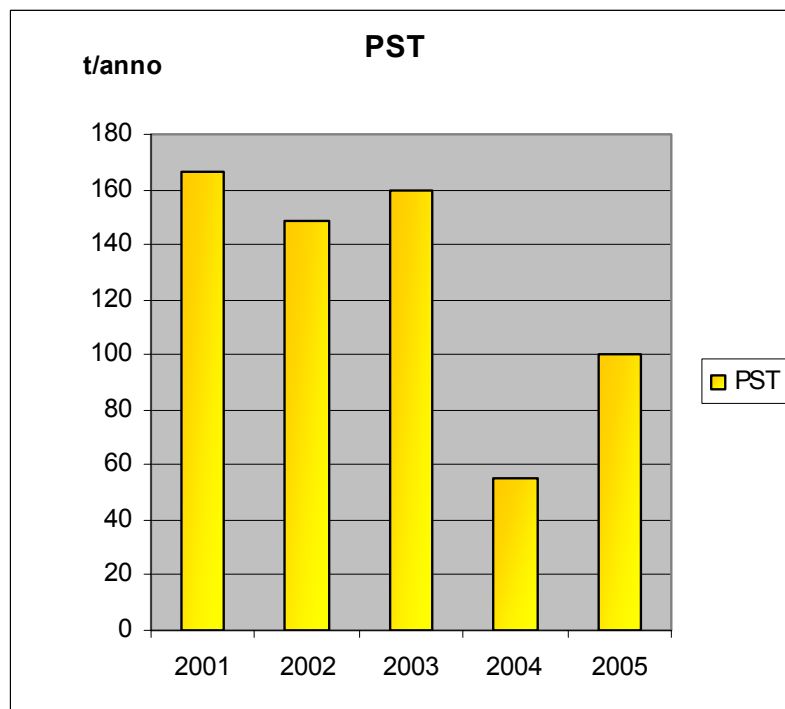


Figura 2.9-C: Emissioni di PST- 2001/2005

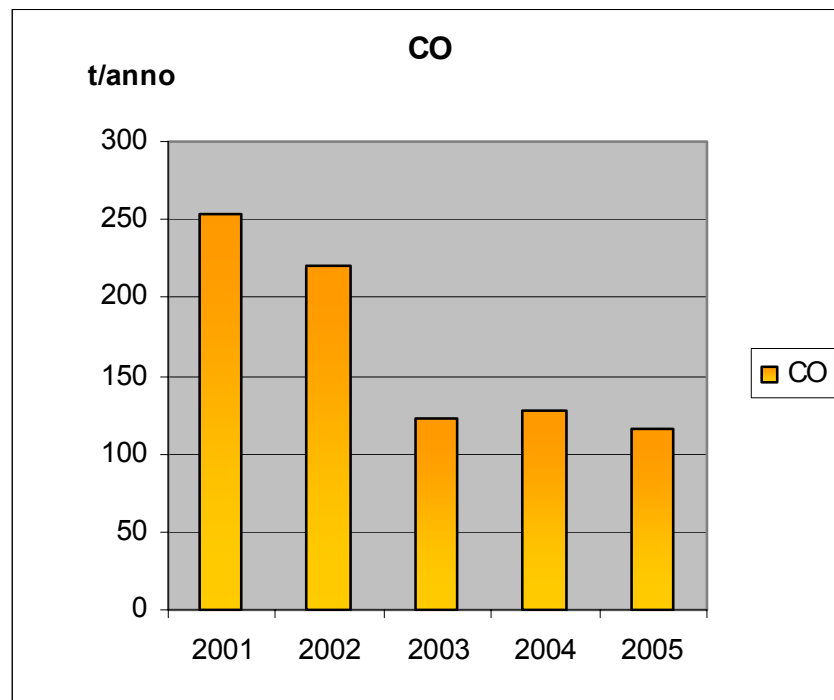


Figura 2.9-D: Emissione di CO – 2001-2005

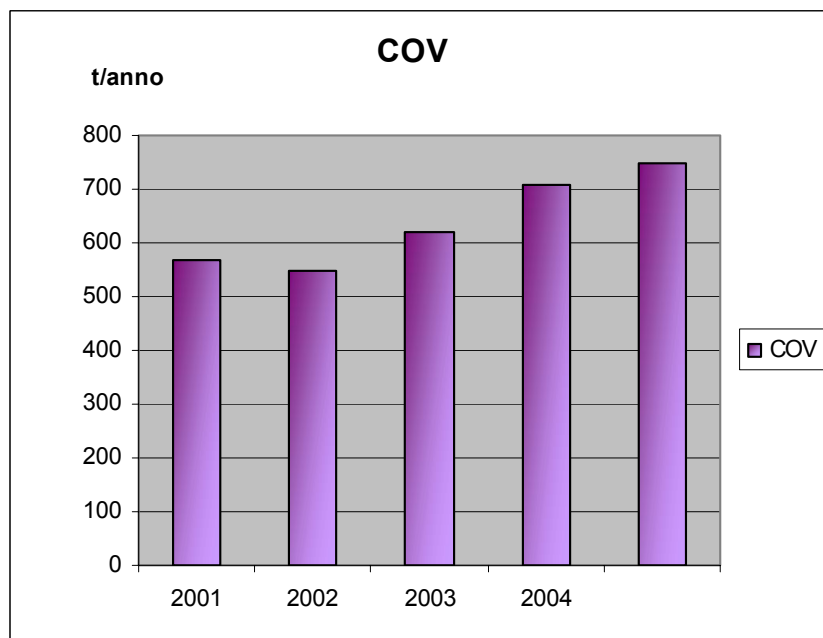


Figura 2.9-E: Emissioni di COV - 2001-2005

2.9.2. Effluenti liquidi

Gli effluenti di Raffineria, successivamente al trattamento negli impianti di depurazione, sono scaricati in mare nel rispetto dei limiti normativi (D.Lgs. 152/06) attraverso gli scarichi A, B e C (vedi Figura 2.7-C - Ubicazione degli Scarichi di Raffineria), attualmente però lo scarico B è utilizzato solo per le acque meteoriche, mentre lo scarico C non è più attivo.

Le acque provenienti dall'impianto di trattamento (TAE) sono inviate allo scarico A.

Nella Figura 2.9-F si riportano i dati quantitativi degli scarichi idrici nel periodo 2001/2004 relativi alla Raffineria.

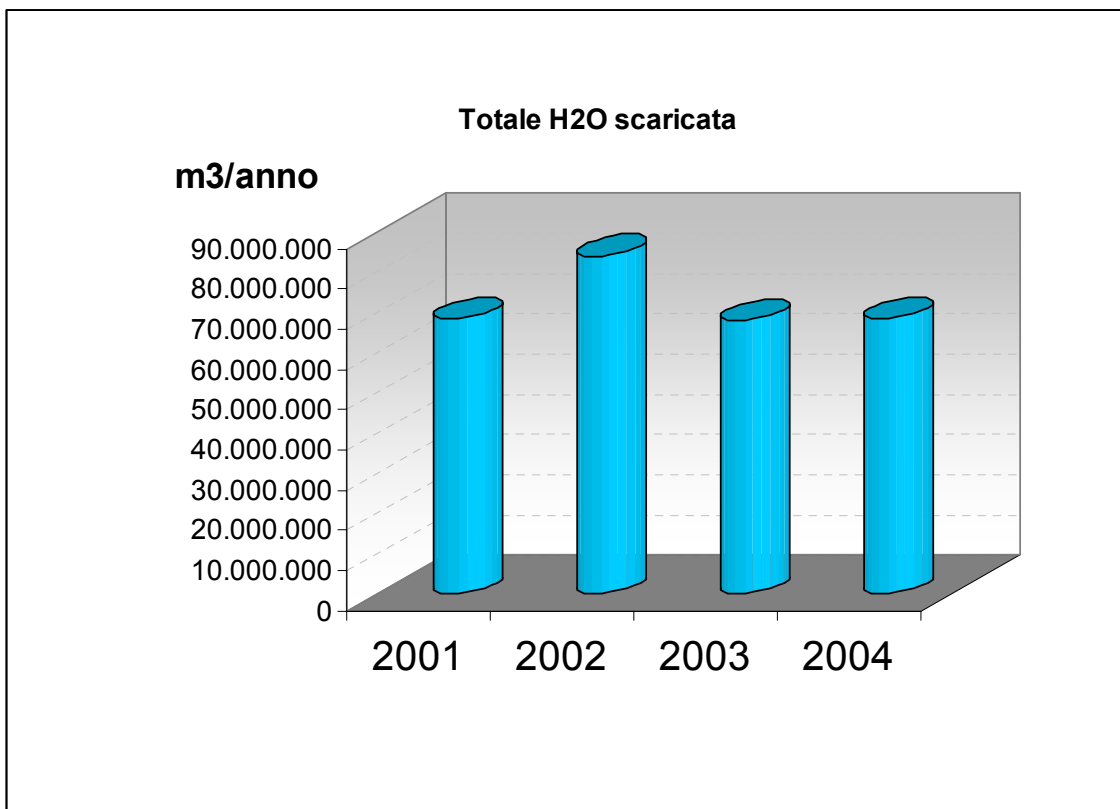


Figura 2.9-F: Bilancio inquinanti scarichi idrici - 2001/2004

2.9.3. Rifiuti

La produzione dei rifiuti è correlata a tutte le principali attività che si svolgono in Raffineria, e in particolare:

- alle fasi di processo;
- agli interventi di manutenzione;
- al funzionamento dei servizi ausiliari.

Confrontando i dati relativi alla produzione di rifiuti nell'esercizio 2005 con la rendicontazione 2004, si evidenzia una tendenziale riduzione della quantità di rifiuti pericolosi, e non, prodotti dalla Raffineria. Dai dati in possesso si può desumere che ci sia stata una flessione di circa il 50% nella produzione di rifiuti pericolosi e di circa il 10% per i non pericolosi.

Tale riduzione è strettamente correlata, per quanto riguarda i rifiuti non pericolosi, alla minore quantità di rottame ferroso prodotto nel corso del 2005. Relativamente ai rifiuti pericolosi, invece, occorre concentrare l'attenzione alle minori quantità di catalizzatore esaurito smaltite.

La Figura 2.9-G evidenzia la produzione totale dei rifiuti annui da parte della Raffineria.

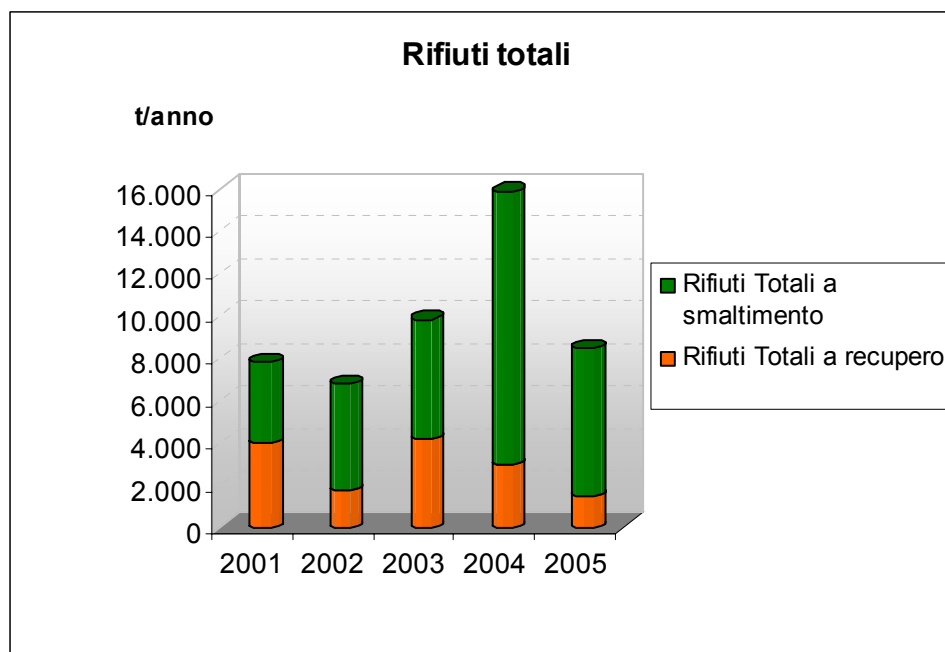


Figura 2.9-G: Produzione totale Rifiuti - 2001/2005

3. LA CENTRALE ENIPOWER

3.1. *Descrizione dell'impianto esistente*

La Centrale Termoelettrica, in data 01/01/2000, è stata conferita alla società EniPower S.p.A. (Società del gruppo ENI), con Sede Legale in San Donato Milanese (MI).

La Centrale EniPower sorge su un'area di circa 30.000 m², è inserita nel Sito industriale di Taranto e si avvale di strutture ecologiche, quali l'impianto di depurazione delle acque di scarico, e di infrastrutture industriali quali la presa acqua mare di proprietà della Raffineria Eni, nonché di tutti i servizi (portineria, guardiana, mensa etc.) già disponibili all'interno dello Stabilimento.

Nella Centrale EniPower trovano occupazione circa 29 unità lavorative.

In Figura 3.1-A è evidenziata la localizzazione degli impianti costituenti la Centrale Termoelettrica EniPower nella attuale configurazione, sulla planimetria generale di stabilimento.

La Centrale Termoelettrica produce energia elettrica e vapore tecnologico a diverse pressioni e temperature; nell'assetto attuale ha una potenza installata pari a circa 85 MW, è costituita da quattro caldaie (tre tradizionali olio/gas di raffineria e una a recupero), un turbogas da 39 MW e da quattro turbine a vapore (tre delle quali a condensazione/estrazione da 12,5 MW e una a contropressione da 8,3 MW).

In particolare i componenti della Centrale EniPower sono:

- n° 2 caldaie Breda a combustione convenzionale (da 70 t/h);
- n° 1 caldaia Ansaldo a combustione convenzionale (da 140 t/h);
- n° 3 turbo alternatori a vapore del tipo misto da 12,5 MW; (ANSALDO)
- n° 1 turboalternatore a contropressione da 8,3 MW; (FINCANTIERI)
- n° 1 gruppo di cogenerazione costituito da un turbogas-alternatore da circa 39 MW (NUOVO PIGNONE) e da n° 1 caldaia a recupero da 85 t/h di vapore (di cui 25 a post-combustione con fuel gas) (IDROTERMICI).

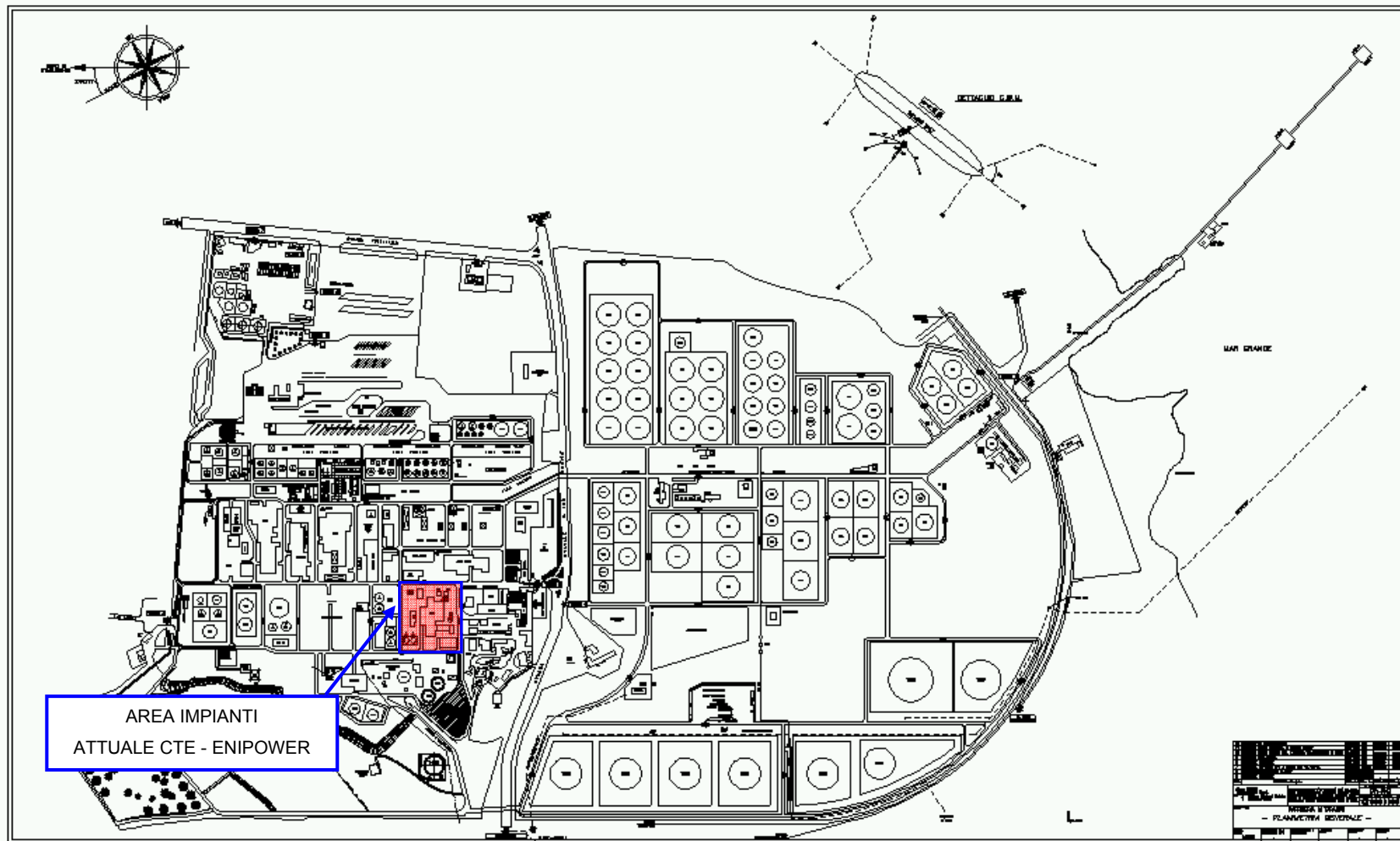


Figura 3.1-A : Ubicazione Impianto EniPower attuale

Nelle tabelle che seguono si riportano le caratteristiche dei singoli elementi:

Costruttore	Sigla	Anno avviamento	Potenzialità t/h	Pressione vapore Kg/cm ²	Temp. vapore °C
BREDA	F7501B	1966	70	63,5	482
BREDA	F7501C	1966	70	63,5	482
ANSALDO	F7502	1982	140	65,79	482
IDROTERMICI	F7503	1993	A.P. 60+25	63	475
			B.P. 12	20,7	250

Tabella 3.1-A: Caratteristiche caldaie CTE

Costruttore	Sigla	Anno avviamento	Potenzialità Nominale MWe
ANSALDO	TG1-P7515A	1966	12,5
ANSALDO	TG2-P7515B	1966	12,5
ANSALDO	TG3-P7515C	1966	12,5
FINCANTIERI	TG4-P7515D	1987	8,3
NUOVO PIGNONE	TG7501-G5	1993	39

Tabella 3.1-B: Caratteristiche turbine CTE

La Centrale ha prodotto nel 2005 come media annua circa 150 ton/h di vapore, di cui 120 ton/h consumate dalla Raffineria e circa 30 ton/h utilizzate dagli impianti EniPower per la produzione di acqua dissalata, degasata ed aria compressa.

La potenza elettrica media generata nel 2005 è stata di circa 48 MWe di cui 13 MWe ceduti alla Rete Nazionale e 35 MWe destinati alle attività della Raffineria.

La Figura 3.1-C mostra lo schema semplificato della CTE attuale EniPower.

I combustibili utilizzati attualmente dalla centrale sono: olio a basso contenuto di zolfo (BTZ) e fuel gas di raffineria.

Il raffreddamento della CTE attuale è di tipo a ciclo aperto con acqua di mare.

L'ubicazione della presa di acqua mare e dello scarico a mare sono riportate in Figura 3.1-B.

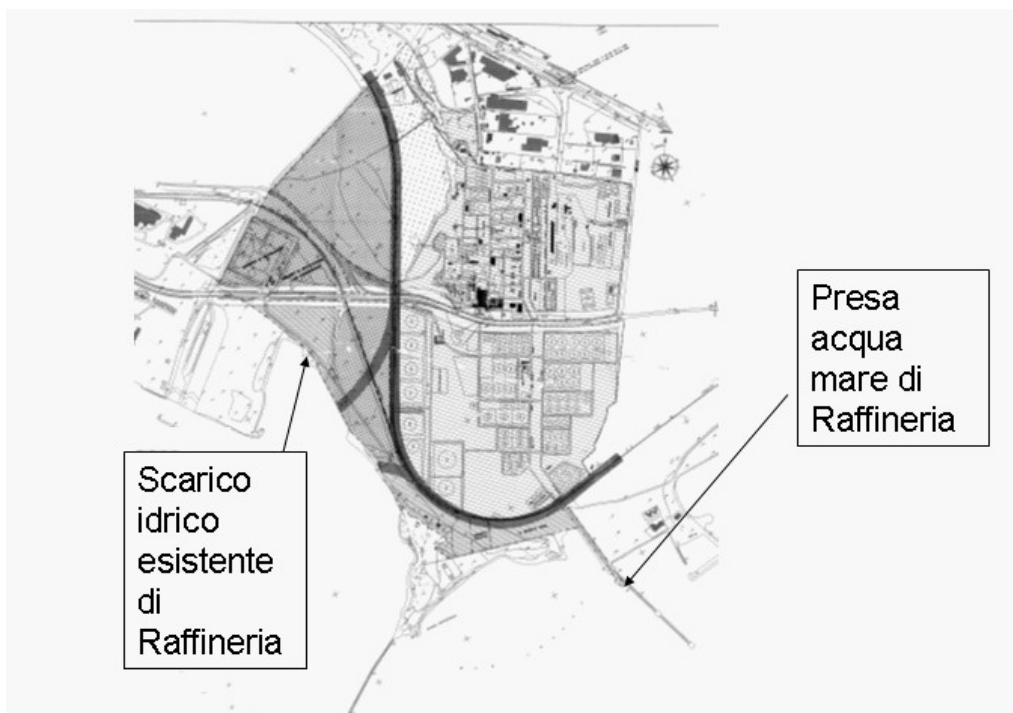


Figura 3.1-B: Ubicazione scarico/presa acqua mare

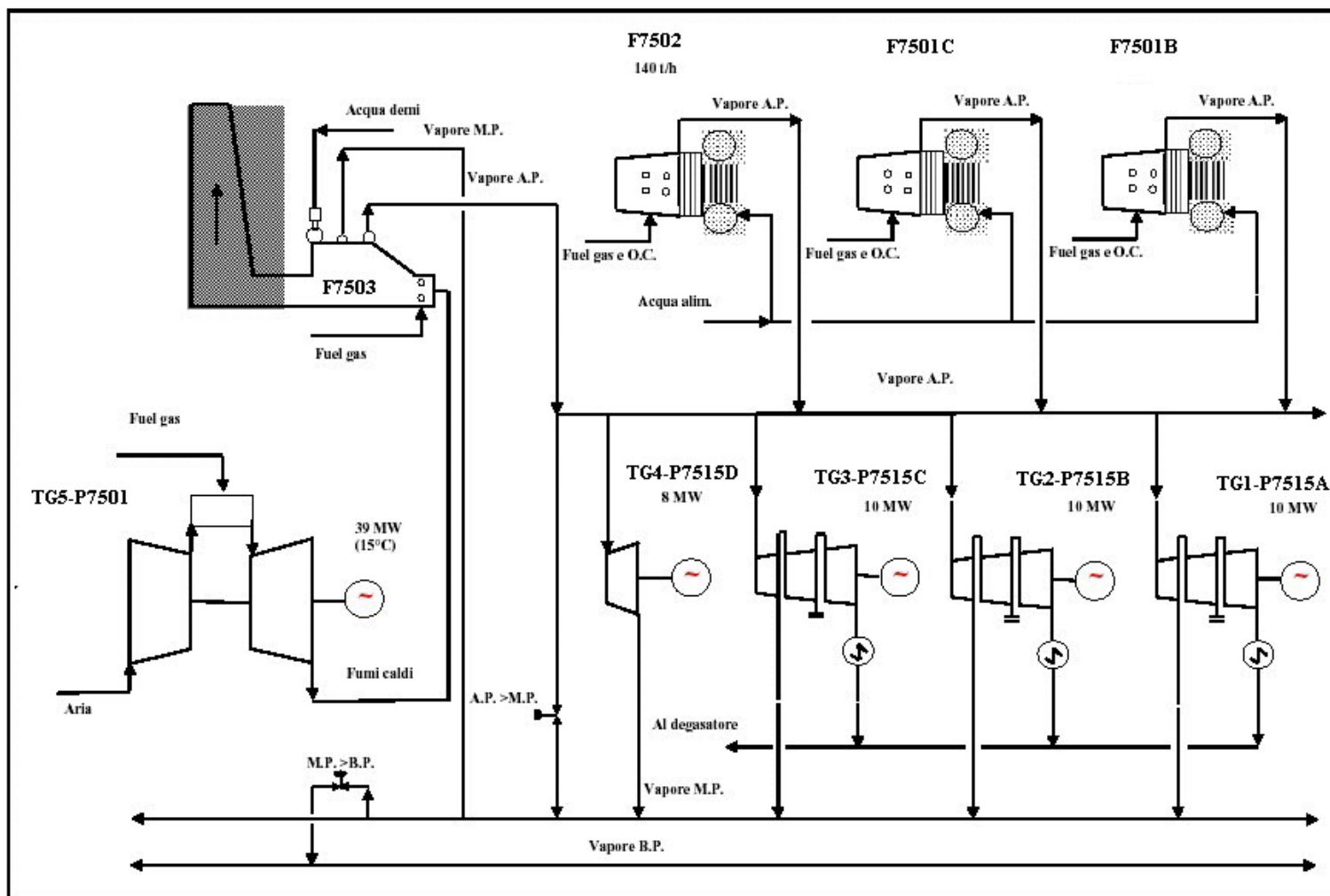


Figura 3.1-C: Schema semplificato CTE attuale EniPower

3.1.1. *Distribuzione energia elettrica*

L'energia elettrica prodotta, oltre a far fronte alle esigenze della Raffineria, è ceduta in parte alla rete nazionale; il collegamento con la rete esterna nazionale serve anche a garantire la fornitura di energia elettrica al sito in caso di riduzione o di mancanza di energia elettrica di produzione interna per disfunzioni della C.T.E.

La distribuzione dell'energia elettrica agli utenti di Raffineria avviene tramite opportuna rete e sottostazioni elettriche. I voltaggi utilizzati in Raffineria per i vari utenti sono 6000 V, 380 V, 220 V e 110 V.

In caso di mancanza totale di energia elettrica, l'alimentazione sulla rete a 110 V, che fornisce energia ai sistemi di sicurezza è garantita da un sistema di non interruzione (no-break set) per circa 40 minuti.

La centrale elettrica dispone di un sistema di distacco carichi automatico (load-shedding) atto ad evitare i blocchi generali.

3.1.2. *Distribuzione di vapore tecnologico*

La distribuzione del vapore prodotto dalle caldaie della C.T.E., al quale si unisce il vapore generato da due caldaie a recupero di calore dei fumi provenienti dai forni catalitici degli impianti, avviene mediante tre reti:

- VAPORE ALTA PRESSIONE ($P = 60 \text{ kg/cm}^2$, $T = 480^\circ\text{C}$);
- VAPORE MEDIA PRESSIONE ($P = 14 \text{ kg/cm}^2$, $T = 340^\circ\text{C}$);
- VAPORE BASSA PRESSIONE ($P = 3,5 \text{ kg/cm}^2$, $T = 250^\circ\text{C}$)

3.1.3. *Sistema di Produzione acqua demineralizzata*

EniPower dispone di un impianto di produzione acqua demineralizzata che produce l'acqua con le caratteristiche necessarie per alimentare le caldaie a vapore della CTE EniPower e le caldaie di Raffineria. L'impianto è attualmente in fase avanzata di realizzazione.

Le fonti di alimentazione all'impianto di produzione EniPower sono :

- Sistema di recupero Condense di Raffineria
- Impianto di produzione di acqua dissalata mediante Osmosi Inversa che permette il riutilizzo delle acque reflue provenienti dalla sezione di biofiltrazione dell'impianto TAE e delle acque provenienti dalla bonifica della falda superficiale sottostante la Raffineria, secondo il progetto "Water Reuse" approvato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del territorio in data 02/09/04 e realizzato da parte di Eni R&M.

L'impianto produzione dell'acqua dissalata da riuso appartiene alla Raffineria come già descritto ed alimenta l'impianto di demineralizzazione EniPower.

La configurazione impiantistica di EniPower per la produzione di acqua demineralizzata è riportata nella Figura 3.1-E.

L'acqua dissalata in ingresso all'impianto EniPower è alimentata ai moduli EDI (Elettrodeionizzazione in continuo) nei quali la conducibilità viene ridotta dal valore di ingresso di circa 20 microsiemens a ad un valore <0,1 microsiemens.

I moduli EDI sono costituiti da celle in parallelo comprese fra un catodo e un anodo (vedi Figura 3.1-D) dove si alternano membrane permeabili agli anioni e membrane permeabili ai cationi. Si creano così zone di diluizione comprese fra la membrana anionica affacciata all'anodo e la cationica affacciata al catodo (rosa in figura) e zone di concentrazione comprese fra la cationica affacciata all'anodo e l'anionica affacciata al catodo (grigia).

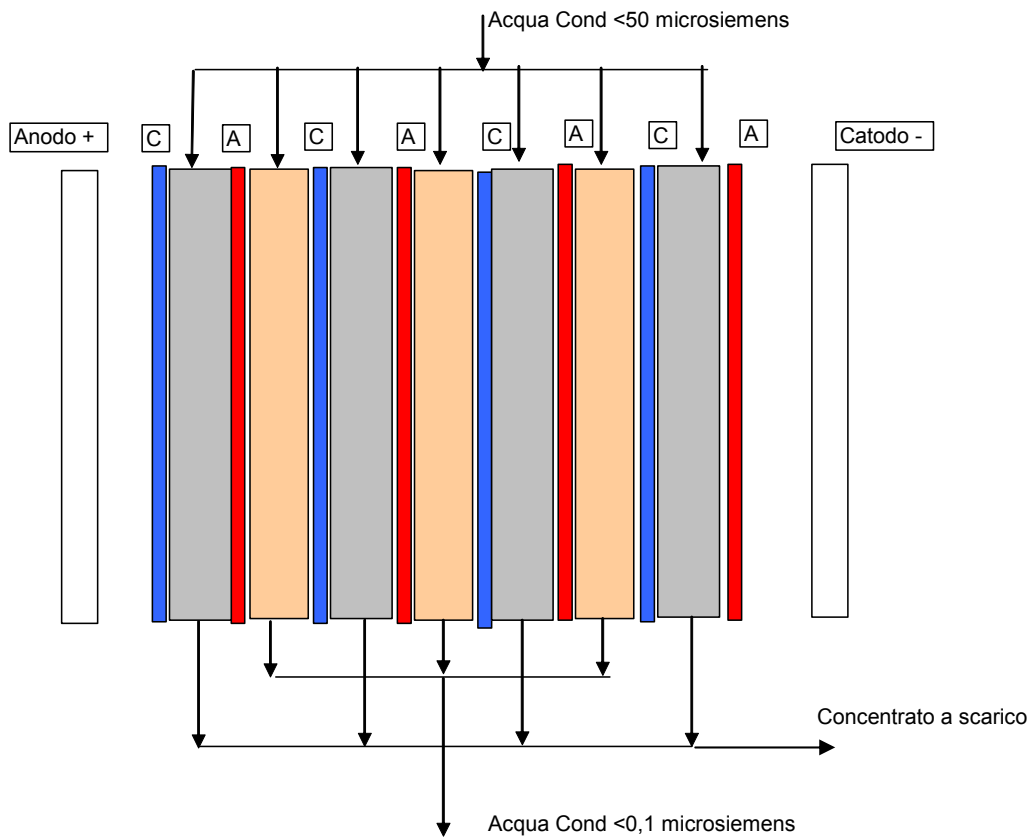


Figura 3.1-D Schema Modulo EDI

Nella zona di diluizione è presente una resina a scambio ionico che facilita il trasferimento di ioni in ambiente a limitata concentrazione

Per effetto del campo elettrico applicato gli ioni sono attratti dai rispettivi elettrodi e limitati nel passaggio dalle membrane per cui avremo in uscita dalle celle un flusso di acqua deionizzata e un flusso di acqua contenente i sali rimossi.

La resina a scambio ionico presente nella zona di diluizione si rigenera continuamente nella parte finale della cella per effetto della dissociazione dell'acqua provocata dal campo elettrico applicato e permette di ottenere un grado di polishing molto elevato.

Questa tecnologia si applica ad acque a bassa conducibilità (<50 $\mu\text{S}/\text{cm}$) e permette di ottenere acqua con elevate caratteristiche di purezza

(conducibilità pari al valore di conducibilità teorica dell'acqua 0,056 μS) senza l'utilizzo di reagenti chimici.

L'acqua in uscita dall'EDI è alimentata al serbatoio di stoccaggio acqua ad elevata purezza T-5235 e da questo inviata alle utenze critiche di Raffineria e ai nuovi cicli combinati EniPower.

Esiste anche un collegamento che permette di inviare l'acqua al serbatoio T-5002 che alimenta le utenze meno critiche.

La condensa proveniente dal recupero di fabbrica viene raffreddata preriscaldando l'acqua demi alimentata ai degasatori che producono l'acqua alimento caldaie a bassa pressione di raffineria e successivamente stoccata nel serbatoio T-5001.

In uscita da questo serbatoio l'acqua viene ulteriormente raffreddata per assicurare una temperatura inferiore a 50 °C, ed alimenta il filtro di trattamento con resine scambio ionico funzionante in forma di letto misto e successivamente viene stoccata nel serbatoio T-5002.

Per le condense non si prevede l'uso di EDI in quanto questa tecnologia è particolarmente sensibile alla temperatura e alla presenza di inquinanti anche in tracce. In uscita dal serbatoio T-5002 è inviata ai degasatori EniPower che alimentano la rete boiler feed water della raffineria, alla rete acqua demi a bassa temperatura di raffineria e al degasatore della caldaia a recupero IDROTERMICI 7503 posta sui fumi in uscita dal turbogas TG7501-G5

Esiste un collegamento di soccorso per l'acqua demineralizzata con il vicino Stabilimento dell'ILVA: nel 1994 è stata realizzata una condotta con la quale può essere prelevata acqua demineralizzata con una portata fino a 150 t/h) e alimentata al serbatoio T-5002.

Oltre al sistema acqua demineralizzata, fanno parte della centrale termoelettrica i seguenti servizi ausiliari:

- 1) Aria compressa per la strumentazione della Raffineria. Il servizio è assicurato tramite un turbo compressore e tre elettrocompressori, oltre che da

uno spillamento dal compressore della turbogas. Inoltre è possibile utilizzare un motocompressore mobile in caso di necessità.

2) Olio combustibile: sistema di distribuzione del fuel oil prelevato dai serbatoi di stoccaggio della Raffineria, che assicura il combustibile per i forni degli impianti di processo (rete ad alta pressione) e per le caldaie della centrale stessa (rete a bassa pressione).

3) Acqua calda e temperata: trattasi di due circuiti chiusi ove l'acqua assorbe e cede calore in vari punti degli impianti di processo oppure cede calore ai serbatoi di stoccaggio dell'olio combustibile.

4) Acqua di raffreddamento: l'acqua di mare viene inviata a due serbatoi locati in zona servizi ausiliari. Da questi serbatoi una parte viene inviata tramite pompe ai servizi di raffreddamento degli impianti e della centrale termoelettrica (refrigeranti, condensatori, raffreddamento macchine, ecc), mentre un'altra parte per gravità fluisce direttamente ai condensatori dei turbogeneratori a condensazione.

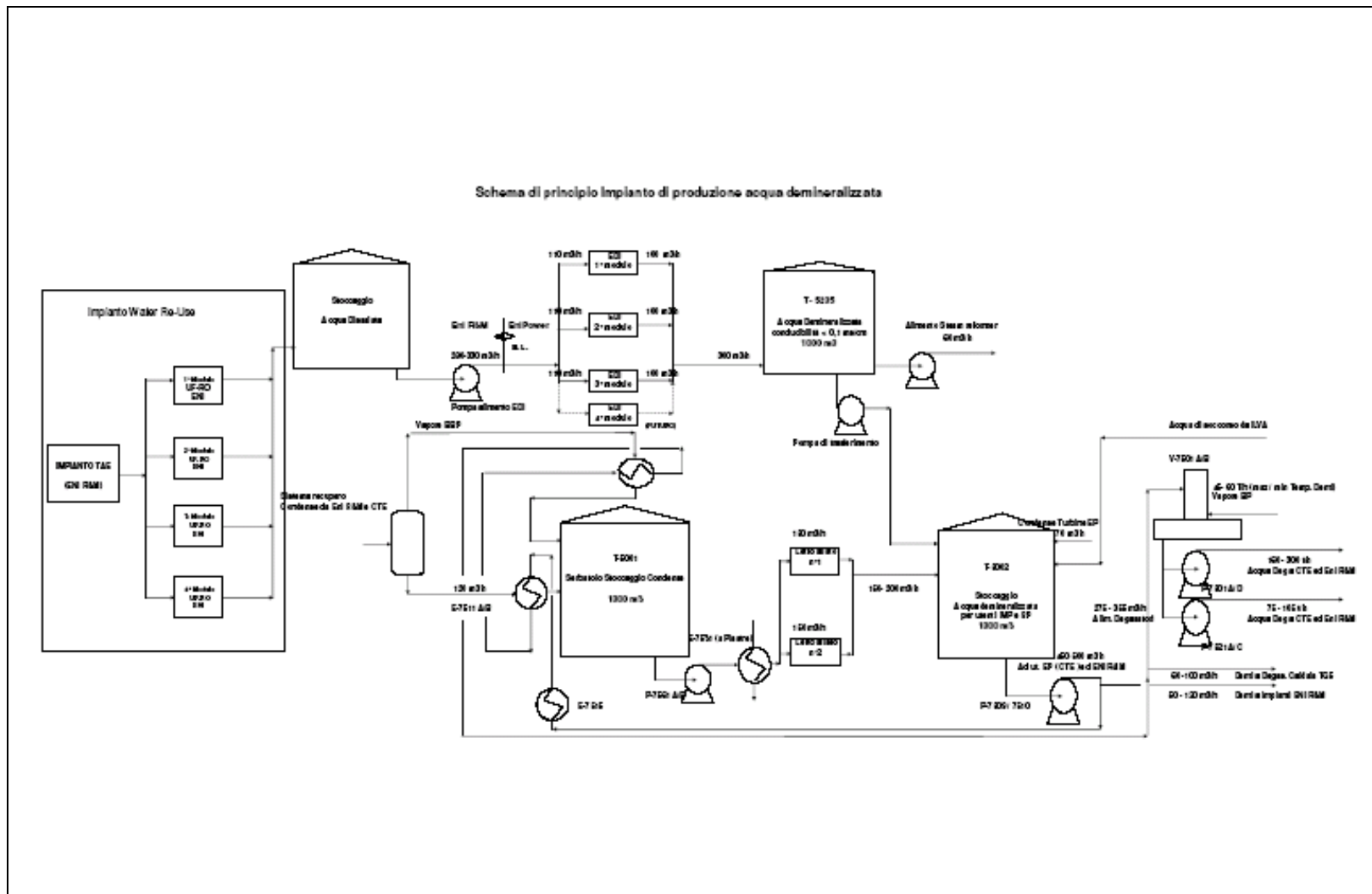


Figura 3.1-E: Schema di principio Impianto produzione acqua demineralizzata

3.1.4. Emissioni in atmosfera

Tutti le fonti di emissioni atmosferiche degli Impianti della Centrale termoelettrica EniPower (caldaie CTE e Turbogas) vengono convogliate in un unico camino, (denominato punto di emissione E-3) che presenta le seguenti caratteristiche:

Camino E-3	
Portata media dei fumi (secchi al 15% _{vol} di O ₂)	765.323,0 Nm ³ /h
Temperatura fumi	188°C
Diámetro allo sbocco	4,08 m
Altezza del rilascio	100 m

Tabella 3.1-C Caratteristiche dei fumi da camino E-3

Le emissioni di inquinanti in atmosfera, autorizzate nel 1993 dal Ministero Ambiente con prot. 5476/93/005 CCL del 1/09/93, sono le seguenti:

Tabella 3.1-D: Emissioni autorizzate alla data 01/09/93 (al 15% di O₂)

SO₂	450	mg/Nm ³
NO_x	170	mg/Nm ³
Polveri	50	mg/Nm ³

- Flusso di Massa SO₂ = 1750 ton/a

In tabella 3.1-E è indicata la concentrazione di CO. I valori di portata fumi e di emissione di CO sono riferite alla capacità produttiva (AIA impianto esistente - luglio 2006).

Tabella 3.1-E: Emissioni autorizzate alla data 01/09/93 (al 15% di O₂)

CO	90.9	mg/Nm ³
-----------	------	--------------------

3.2. CTE EniPower - Sintesi dei prodotti e dei consumi- 2005

Di seguito si riportano i consuntivi della produzione della Centrale Termoelettrica per l'anno 2005.

In questo progetto si farà riferimento come base di confronto al 2005 in quanto nel 2003 e 2004 la Centrale EniPower è stata esercita ad un carico ridotto rispetto al carico base per effetto, nel 2003 della fermata generale di Raffineria e della manutenzione generale principale del turbogas TG7501-G5 e nel 2004 di una anomalia del trasformatore elevatore dello stesso Turbogas che ha determinato una fermata prolungata dello stesso. Nella tabella successiva si riportano i dati produttivi principali (E.E. e Vapore totale) per gli anni 2003-2005.

ANNO		2003	2004	2005
Produzioni CTE EniPower				
Energia Elettrica prodotta lorda	GWh	405.2	351.4	459.6
Vapore totale prodotto	ton	1187400	1241300	1340190
Specifico exergetico Vapore	GWh/kton	0.26	0.26	0.26
Exergia Vapore	GWh	308.7	322.7	348.4
Exergia Totale Prodotta	GWh	714.0	674.2	808.0
Delta Produzione rispetto al 2005	%	-11.64%	-16.57%	0.00%

Per un confronto coerente fra produzione elettrica e termica la produzione di Vapore Cogenerato deve essere espressa in termini di contenuto exergetico utilizzando lo specifico medio calcolato rispetto alla condizione ISO (15°C).

Come si nota, l'anno 2005 è quello di massima produzione totale, mentre nel 2003 la produzione risulta notevolmente inferiore (-11,64%) per effetto delle manutenzioni generali.

Nel 2004 la produzione totale scende ulteriormente (-16,6%) per effetto di un considerevole calo della produzione elettrica (-30%) legato alla lunga fermata del Turbogas

Energia Elettrica				Totale (GWh/anno)
Energia Elettrica Lorda				459.60
Autoconsumi elettrici				21.89
Energia Elettrica Netta	Per la Raffineria	Per gli impianti EniPower	Per il mercato esterno	
	307.0	20	110.7	437.71

Tabella 3.2-A: Energia Elettrica produzione anno 2005

Vapore	Per la Raffineria	Per gli impianti EniPower	Totale (t/anno)
Alta Pressione	2.190		2.190
Media Pressione	1.077.300	231.000	1.308.300
Bassa Pressione	29.700		29.700
			1.340.190

Tabella 3.2-B: Vapore – produzione anno 2005

Gli impianti EniPower inoltre forniscono altre utilities alla Raffineria ENI R&M, quali acqua mare di raffreddamento dalla stazione di pompaggio, aria compressa, acqua degasata e acqua demineralizzata.

La produzione utilities destinate alla Raffineria per l'anno 2005 è riportata in Tabella 3.2-C

Acqua Mare di Raffreddamento:	50.898.096	m ³ /anno
Aria Compressa:	53.186.000	m ³ /anno
Acqua Degasata:	945.400	m ³ /anno
Acqua Demineralizzata:	83.300	m ³ /anno

Tabella 3.2-C: Produzione utilities – anno 2005

Il consuntivo degli anni 2003, 2004 e 2005 dei consumi di combustibili ed altre utilities della CTE EniPower invece è riportato in Tabella 3.2-D.

CONSUMI		2003	2004	2005
Olio combustibile BTZ	tep	53.735	44.743	54.520
Gas di raffineria	tep	90.971	86.227	100.600
Acqua dolce	m ³	968.435	789.380	518.932
Acqua mare	m ³	23.214.000	24.544.000	31.147. 441
Acqua DEMI da Ilva	m ³	70.600	119.900	170. 624
Ritorno condense da raffineria	m ³	480.674	555.478	543. 680
Chemicals	kg	750.912	567.681	385. 744

Tabella 3.2-D: Consumo Combustibili e utilities – anni 2003/2004/2005

La composizione del gas di raffineria tipico utilizzato nella CTE è dato nella seguente Tabella 3.2-E.

<u>Gas di Raffineria (tipico)</u>	<i>Composizione "Tal Quale"</i>	
➤ Metano	%vol	27,941
➤ Etano	%vol	16,160
➤ Etilene	%vol	1,209
➤ Propano	%vol	11,360
➤ Propilene	%vol	1,575
➤ Iso-butano	%vol	2,567
➤ N-butano	%vol	4,500
➤ Cis-2-Butene	%vol	0,774
➤ Iso-pentano	%vol	0,903
➤ N-pentano	%vol	0,771
➤ N-pentene	%vol	0,804
➤ Esano	%vol	0,453
➤ Idrogeno	%vol	30,984
➤ Anidride solforosa	%vol	0,028 (max)

Tabella 3.2-E – Composizione Gas di raffineria

Il dettaglio dei Chemicals utilizzati, relativamente ai vari impianti della CTE Power, è riportato in Tabella 3.2-F, essi vengono utilizzati per lo più come additivi all'unità di dissalazione acqua di mare, per il finissaggio dell'ac+qua demineralizzata nell'impianto a letti misti e per il condizionamento di condense ed acqua alimento caldaie.

IMPIANTO	PRODOTTO	Q (kg)
Produzione vapore	Fosfati per trattamento H2O caldaia alta pressione (alcalinizzante)	6790
	Carboidrazide (deossigenante)	6705
	<u>Fyire Wash 2</u>	175
Acqua di Raffredd.	Nalco 8539 (Prodotto passivante a base di nitriti)	49200
Gruppo di Coogen.	Nalco 7205 (Polimero)	950
	Acido solforico	188633
Distill.H ₂ O mare	Morfolina alcalinizzante per circuito condense	12880
	Sodio Bisolfito	5025
	Antischiuma	21340
	Betz Hypersperse MDC220	8350
	Soda caustica al 20% in bulk	4000
	Soda caustica al 48-51%	65946
	Sodio ipoclorito 12-13	7000
	Resine Letti Misti [mc]	6750
	Bicarbonato di sodio	2000
TOTALE		385.744

Tabella 3.2-F: Consuntivo additivi chimici utilizzati dalla CTE EniPower nel 2005

3.3. CTE EniPower- Rilasci all'ambiente-

3.3.1. Emissioni in atmosfera

Il consuntivo degli inquinanti emessi dalla Centrale termoelettrica EniPower degli anni 2003, 2004, 2005 è riportato in Tabella 3.3-A, congiuntamente al consumo di combustibili relativo agli stessi anni.

EMISSIONI IN ATMOSFERA		2003	2004	2005
NOx	ton	634	519	788
SO ₂	ton	1.076	944	1307
Polveri	ton	35	35	51
CO	ton	123	91	87
CONSUMO COMBUSTIBILI				
Di cui:	tep	144.706	130.970	155.189
Olio combustibile	tep	53.735	44.743	54.592
Gas di Raffineria	tep	90.971	86.227	100.597

Tabella 3.3-A: Emissioni in atmosfera CTE EniPower

Dalla tabella si osserva che le emissioni fanno annue di SO₂ dipendono principalmente dall' utilizzo di olio combustibile, mentre le emissioni di NOx sono correlate al consumo totale di combustibili e agli assetti produttivi reali. Risulta anche da questi dati che l'anno 2005 corrisponde ad un normale assetto produttivo CTE (Assenza di grandi fermate di raffineria o di importanti disservizi in CTE).

Le figure seguenti mostrano l'andamento dei principali inquinanti (espressi in t/anno) nel corso degli ultimi 3 anni.

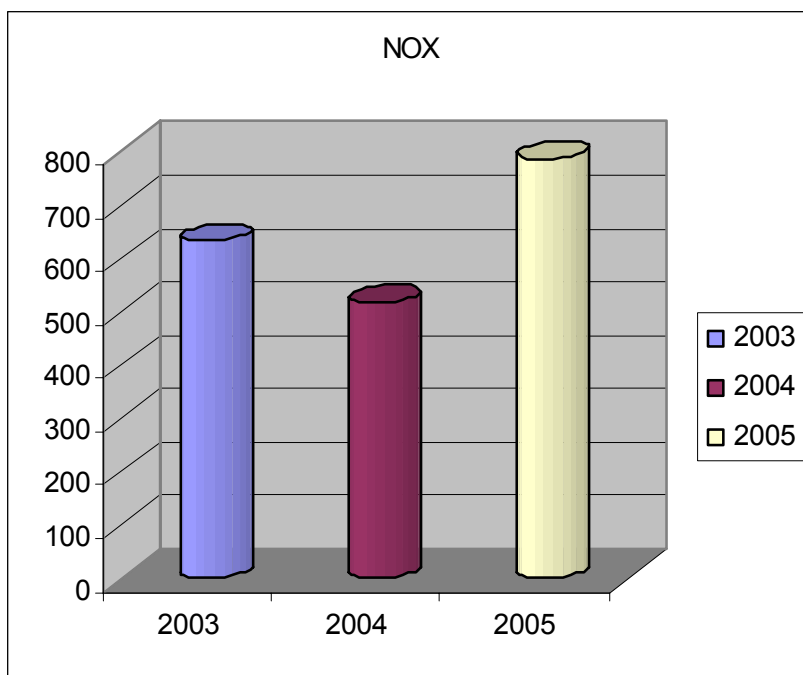


Figura 3.3-A : Emissioni in atmosfera di NO_x – 2003-2005

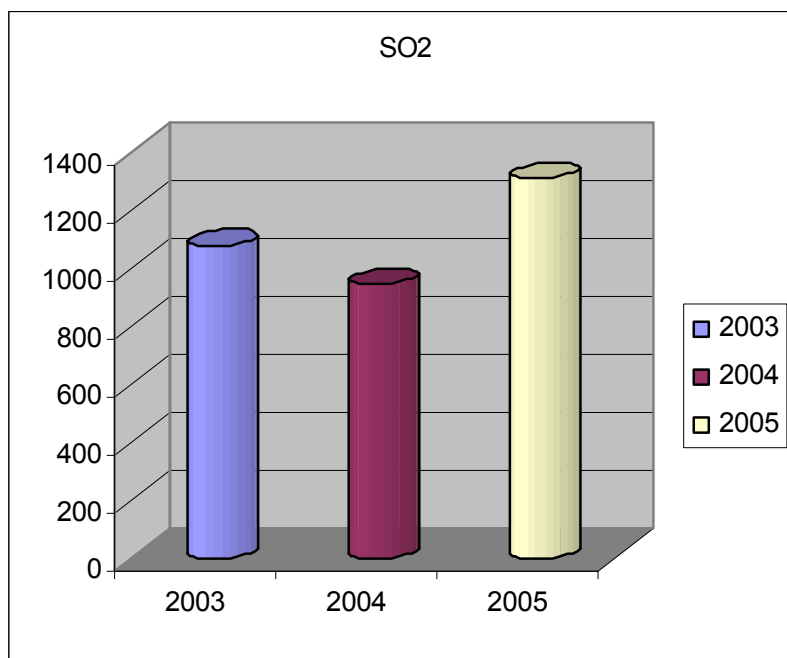


Figura 3.3-B: Emissioni in atmosfera di SO₂ – 2003-2005

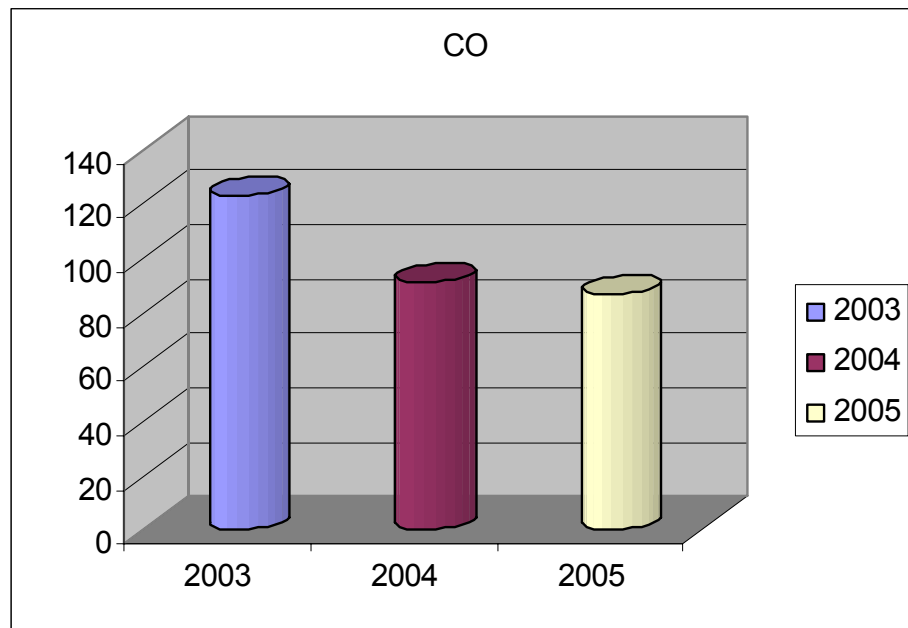


Figura 3.3-C: Emissioni in atmosfera di CO – 2003-2005

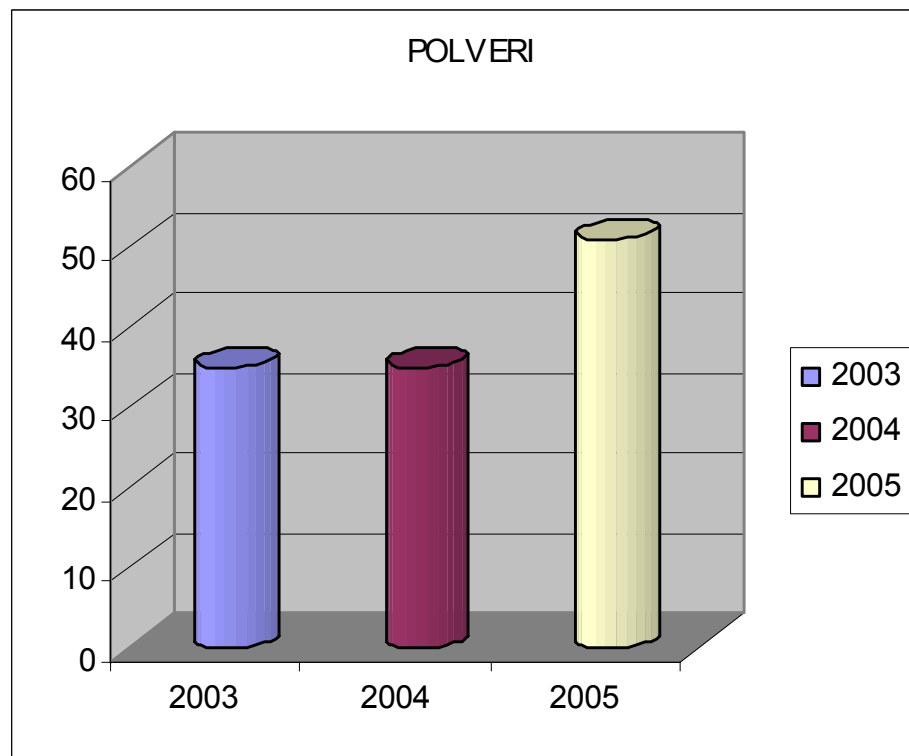


Figura 3.3-D: Emissioni in atmosfera di Polveri – 2003-2005

3.3.2. Effluenti liquidi

Di seguito sono riportati i consuntivi degli anni 2003/2004/2005 degli scarichi liquidi dalla centrale.

Le tipologie di scarico sono:

- acqua mare proveniente dal raffreddamento turbine CTE, che non viene trattata dall'impianto di depurazione, ma inviata direttamente allo scarico della Raffineria
- salamoie da osmosi, inviate al circuito dell'acqua servizi
- reflui da rigenerazione resine dell'impianto acqua demi, dopo un trattamento di neutralizzazione in una vasca apposita, vengono scaricate nella fogna delle acque accidentalmente oleose.

Reflui Liquidi		2003	2004	2005
ACQUA MARE	m ³	22.702.000	24.224.400	30.960.000
SALAMOIA DA OSMOSI	m ³	300.215	278.498	319.206
RIGENERAZIONE RESINE	m ³	30.300	22.800	18.450

Tabella 3.3-B: Scarichi liquidi Centrale EniPower attuale

3.3.3. Rifiuti

La quantità dei rifiuti prodotti annualmente dal sito EniPower non è un dato costante ma è legata ad interventi di bonifica, di pulizia, di manutenzione che spesso sono di tipo episodico.

I dati di consuntivo disponibili sono relativi agli anni 2003/2005 e sono riportati in Tabella 3.3-C.

RIFIUTI		2003	2004	2005
Pericolosi	ton	27	25,6	17,8
Non Pericolosi	ton	103	543,3	0,1*

Tabella 3.3-C : Rifiuti smaltiti – consuntivo 2003/2005

NOTA: *Nel 2005 la gestione dei rifiuti non pericolosi è stata a cura della raffineria.

I rifiuti assimilabili agli urbani e i rifiuti speciali non pericolosi sono inviati a discarica.

I rifiuti pericolosi sono inviati a discarica specializzata, mentre i rifiuti non pericolosi recuperabili a rottame ferroso non contaminato vengono inviati ad impianti di recupero.

3.3.4. *Il consuntivo 2005*

In Figura 3.3-E si riassumono i dati di consuntivo per il 2005 nello schema di Bilancio Ambientale per la Centrale Termoelettrica EniPower

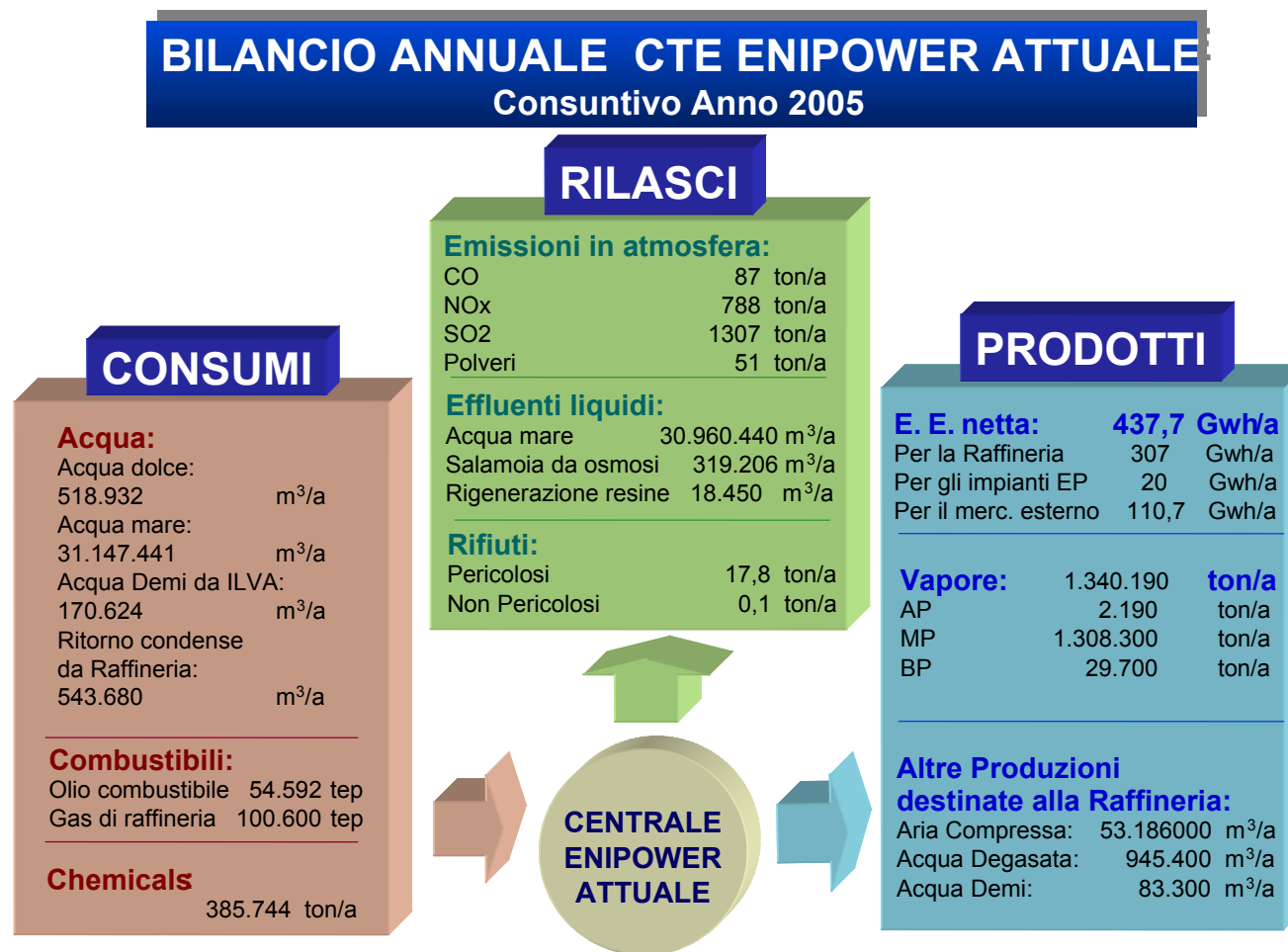


Figura 3.3-E: Bilancio ambientale annuale della CTE EniPower.

1. PREMESSA	1-1
2. LO STABILIMENTO ENI REFINING & MARKETING	2-1
2.1. Descrizione dello stabilimento	2-1
2.2. Il processo di raffinazione	2-4
2.3. Assetto produttivo attuale di Stabilimento	2-5
2.4. Servizi industriali	2-9
2.5. Servizi generali	2-11
2.6. Impianti ed infrastrutture della Logistica Centrale	2-11
2.7. Servizi ambientali	2-12
2.7.1. Le reti di raccolta acque reflue	2-12
2.7.2. Trattamento e depurazione acque reflue (TAE)	2-15
2.7.3. Sistemi di raccolta e smaltimento rifiuti	2-19
2.8. Sintesi dei prodotti e dei consumi - impianti ENI R&M -	2-21
2.9. Rilasci all'ambiente	2-24
2.9.1. Emissioni in atmosfera	2-24
2.9.2. Effluenti liquidi	2-27
2.9.3. Rifiuti	2-28
3. LA CENTRALE ENIPOWER	3-1
3.1. Descrizione dell'impianto esistente	3-1
3.1.1. Distribuzione energia elettrica	3-6
3.1.2. Distribuzione di vapore tecnologico	3-6
3.1.3. Sistema di Produzione acqua demineralizzata	3-7
3.1.4. Emissioni in atmosfera	3-12
3.2. CTE EniPower - Sintesi dei prodotti e dei consumi- 2005	3-13

3.3. CTE EniPower- Rilasci all'ambiente-	3-17
3.3.1. Emissioni in atmosfera	3-17
3.3.2. Effluenti liquidi	3-20
3.3.3. Rifiuti	3-20
3.3.4. Il consuntivo 2005	3-21