



REGIONE DEL VENETO

COMMISSIONE REGIONALE V.I.A.

(L.R. 26 marzo 1999 n°10)

Parere n. 149 del 17/01/2007

Oggetto: ENEL PRODUZIONE S.p.A. - Progetto di trasformazione a carbone della Centrale termoelettrica di Porto Tolle - Comune: Porto Tolle (RO) - Procedura di V.I.A. Statale ex art. 6 L. 349/86 e art. 22 L.R. n. 10/99. Aggiornamento in seguito alla nuova pubblicazione sui quotidiani dell'avviso di deposito della documentazione inerente le risposte alla richiesta di chiarimenti e integrazioni del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio.

1. PREMESSA

La Commissione Regionale V.I.A., ai sensi dell'art. 22 della L.R. 10/99, ha espresso, nella seduta del 25.10.2005, parere favorevole di compatibilità ambientale, sul progetto specificato in oggetto, presentato dalla Società ENEL PRODUZIONE S.p.A. con sede in Roma, Viale Regina Margherita 125, subordinatamente al rispetto delle prescrizioni di cui al citato parere e delle ulteriori indicazioni apportate dalla deliberazione della Giunta regionale n. 4067 del 28/12/2005, che ha espresso giudizio favorevole di compatibilità ambientale.

Successivamente all'espressione del suddetto parere della Commissione Regionale VIA, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, Direzione della Salvaguardia Ambientale, con propria nota prot. DSA-2006-0019505 del 20/07/2006, ha richiesto al proponente integrazioni progettuali ed ha disposto, in considerazione del nuovo assetto progettuale e della rilevanza delle integrazioni richieste, la pubblicazione, tramite avviso pubblicato sulla stampa, dell'avvenuto deposito delle integrazioni in questione presso i preposti uffici della Regione Veneto al fine di consentire la consultazione da parte del pubblico e l'espressione di eventuali osservazioni.

Enel Produzione S.p.A. ha trasmesso alla Regione Veneto le integrazioni richieste con note acquisite con prot. n. 541674/45.07 del 21/09/2006 e con prot. n.566487/45.07 del 03/10/2006 ed ha comunicato alla stessa l'avvenuta pubblicazione, ai sensi dell'art. 6 della L. 349/86, in data 5 ottobre 2006, sui quotidiani "Il Gazzettino", "La Voce di Rovigo" e il "Resto del Carlino" e, in data 8 ottobre 2006, sul quotidiano "La Repubblica", dell'avviso relativo al deposito della documentazione integrativa presso l' Unità Complessa VIA della Regione Veneto, al fine della consultazione da parte del pubblico.

Il proponente, inoltre, ha provveduto a pubblicare sui quotidiani "Il Gazzettino", "La Voce di Rovigo" e "Il Resto del Carlino", in data 26 /10/2006, l'avviso della presentazione al pubblico delle integrazioni e, con nota acquisita il 20/11/2006 con prot. n. 664244/45/07, ha comunicato di aver effettuato, in data 30/10/2006, detta presentazione al pubblico dei contenuti delle integrazioni allo studio d'impatto ambientale del progetto in questione, nel corso di un'assemblea aperta presso la sala consiliare del Comune di Porto Tolle (RO).

Alla Regione Veneto, fuori dei termini di cui al comma 9 art. 6 della L. 349/86, sono pervenute le seguenti osservazioni tese a fornire elementi conoscitivi e valutativi concernenti i possibili effetti dell'intervento:

<i>n°</i>	<i>mittente</i>	<i>data</i>	<i>protocollo</i>
1	Comitato "Cittadini Liberi" Porto Tolle - osservazioni	7/11/2006	622810/45.07
2	Italia Nostra Onlus - Sezione di Rovigo WWF Onlus – Sezione di Rovigo osservazioni	7/11/2006	637360/45.07
3 3bis	Comune di Rosolina (RO) - osservazioni Comune di Rosolina (RO) - osservazioni Deliberazione n. 182 del 8/11/2006	10/11/2006 07/12/2006	647435/45.07 647435/45.07
4 4 bis	Provincia di Rovigo - osservazioni " " "	13/11/2006	651211/45.07
5 5 bis	Giorgio Bellan – osservazioni Giorgio Bellan - osservazioni	30/11/2006 04/12/2006	654369/45.07 643691
6	Comitato di Rosolina Mare - osservazioni	30/11/2006	668419/45.07
7	Comune di Rosolina (RO) per tramite dello Studio Legale Migliorini -Mazzucco	04/01/2007	4799/45.07 5814/45.07

L'ARPAV – Osservatorio Regionale Aria ha trasmesso alla struttura competente per la VIA una nota contenente gli aspetti di modellistica di dispersione degli inquinanti del progetto di trasformazione a carbone della centrale termoelettrica di Porto Tolle, acquisita con prot. n. 12104/45.07 del 16/01/2007.

La Provincia di Rovigo e il Dipartimento Provinciale ARPAV di Rovigo, in data 11/01/2007, hanno trasmesso ulteriori osservazioni acquisite dall' U.C. VIA.

Le osservazioni e le comunicazioni pervenute entro la data di espressione del presente parere sono state oggetto di valutazione e di discussione da parte della Commissione Regionale VIA.

La Società proponente, con nota acquisita con prot. n. 731864/45.07 del 20/12/2006, ha comunicato alla Regione Veneto che le problematiche di cui si fa menzione nelle suddette osservazioni trovano sostanziale risposta nello SIA inerente il progetto in oggetto e nelle relative citate integrazioni trasmesse.

1. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO

La Centrale termoelettrica di Porto Tolle sorge in località Polesine Camerini nel Comune di Porto Tolle (RO) ed occupa una superficie di circa 2.350.000 mq di proprietà. E' costituita da quattro sezioni da 660 MW el. ciascuna per complessivi 2.640 MW lordi già esercite ad OCD (olio combustibile denso), approvvigionato tramite oleodotto da Ravenna.

Il progetto di trasformazione a carbone delle quattro unità della Centrale termoelettrica di Porto Tolle, che prevedeva la realizzazione di quattro nuove caldaie ultrasupercritiche da 660 MWe alimentate a polverino di carbone, in sostituzione delle quattro esistenti di analoga potenza di cui si prevedeva la demolizione, ha ottenuto dalla Regione Veneto giudizio di compatibilità ambientale con DGR n. 4067 del 28/10/2005. Suddetto progetto prevedeva, inoltre, l'impiego di biomasse in co-combustione con il carbone nella percentuale in energia da biomassa del 5% (350.000 t/anno) su due delle nuove 4 sezioni.

Il proponente ne giustificava l'utilità finalizzata a migliorare il parco attuale al fine di renderlo idoneo al nuovo contesto di mercato per conseguire il miglioramento attraverso l'utilizzo di un combustibile meno costoso, il carbone, con l'impiego delle migliori tecnologie disponibili sul mercato, ivi comprese quelle per l'abbattimento delle emissioni, con ampie garanzie di rispetto delle normative ambientali e con elevati rendimenti termici degli impianti (valori superiori al 45%).

A seguito della prescrizione contenuta a seguito della DGR 4067 del 28/12/05 la Società Enel Produzione S.p.A. ha effettuato un aggiornamento del progetto che prevede la conversione a carbone di sole tre delle unità esistenti mentre la quarta sarà definitivamente dimessa e demolita.

Si procederà pertanto alla realizzazione di tre nuove caldaie ultrasupercritiche da 660 MWe alimentate a polverino di carbone, in sostituzione delle quattro esistenti di analoga potenza. Le tre nuove sezioni saranno progettate per la co-combustione di carbone e biomasse. Solo su due di esse alla volta sarà però previsto l'impiego di biomasse in co-combustione con il carbone nella percentuale in energia da biomassa variabile tra zero e il 5%. Il consumo annuo massimo stimato è di circa 350.000 tonnellate di biomassa. Qualora non vi fosse disponibilità di biomasse, il funzionamento della Centrale non ne sarebbe influenzato.

Per l'abbattimento degli inquinanti emessi dalla combustione a carbone sono previsti gli stessi sistemi già previsti nel progetto a 4 gruppi. Essi saranno oggetto di un ulteriore incremento delle prestazioni, permettendo il raggiungimento dei limiti di emissione già prescritti per il progetto a 4 gruppi.

2. DESCRIZIONE DELLO S.I.A.

Per la redazione dello Studio di impatto ambientale e in considerazione dell'attuale orientamento legislativo, sono stati considerati i seguenti quadri di riferimento:

- 2.1 Quadro di Riferimento Programmatico,
- 2.2 Quadro di Riferimento Progettuale,
- 2.3 Quadro di Riferimento Ambientale.

2.1 Quadro di Riferimento Programmatico

La Centrale di "Polesine Camerini" è insediata nel territorio del Comune di Porto Tolle, in provincia di Rovigo, alla foce del fiume Po, nelle immediate vicinanze dell'area del Parco Regionale del Delta del Po.

Sono state verificate le risposdenze e le eventuali interferenze delle modifiche proposte rispetto alle indicazioni programmatiche e normative degli Enti locali, oltre che del Governo nazionale e regionale, secondo la competenza stabilita ai sensi della L. r. 13 aprile 2001 n. 11, con cui la Regione Veneto ha disciplinato il conferimento delle funzioni amministrative alle Province ed ai Comuni.

Il complesso delle direttive in materia di pianificazione territoriale è contenuto nel PTRC (Piano Territoriale Regionale di Coordinamento) approvato dal Consiglio Regionale del Veneto nel dicembre 1991 e dal PTP (Piano Territoriale Provinciale) della Provincia di Rovigo, adottato nel giugno 1997.

L'area del Delta del Po è un'area sottoposta dal PTRC a vincolo per il loro rilevante interesse a livello nazionale e regionale ai sensi della legge 431/85. I "Piani d'Area" sono lo strumento scelto per rendere immediatamente efficaci i disposti normativi. Nel caso specifico del Delta del Po, è stato emanato il "Piano d'area del Delta del Po", adottato nell'ottobre 94 e, nel suo ambito, è stata individuata l'Area della Centrale Termoelettrica per la quale è stata chiesta la definizione di azioni di contenimento degli impatti.

Il Piano Territoriale Provinciale (PTP) non configura alcun cambiamento nell'uso del suolo.

Le previste modifiche impiantistiche della Centrale di Porto Tolle sono coerenti con il "Piano Regolatore Generale" del Comune di Porto Tolle, la cui ultima variante è stata approvata nel 1998, per l'adeguamento alle prescrizioni del Piano di Area del Delta del Po del 1994. Esso inserisce la centrale termoelettrica nella zona destinata ad "attrezzature e servizi", in particolare ad attrezzature per la produzione di energia.

Non è prevista dal progetto l'acquisizione di nuove aree ad uso produttivo e non si configura alcun cambiamento nell'uso del suolo agli effetti della pianificazione urbanistica.

Le previsioni di ottimizzazione logistica formulate per l'esercizio della Centrale sono compatibili con quanto contenuto nel "Piano Regionale dei Trasporti", approvato dal Consiglio Regionale del Veneto nel febbraio 1990

che si pone l'obiettivo del completamento delle strutture idroviarie e dei nodi intermodali di scambio tra fiume e mare.

La logistica formulata dal progetto di trasformazione della Centrale si basa sull'opportunità di uso delle idrovie padane e del corso principale del Po.

Il "Piano Regionale per la Gestione dei rifiuti speciali anche pericolosi" formula obiettivi di riutilizzo e di recupero dei rifiuti prodotti nella Regione, indicando fra i settori produttivi di particolare rilevanza quello della produzione di energia termoelettrica. Gli obiettivi del sistema di gestione della centrale prevedono l'incremento della quota di recupero dei rifiuti prodotti, oltre che modifiche quali-quantitative dei rifiuti provenienti dai processi produttivi. Il totale recupero del gesso e delle ceneri è coerente con le iniziative auspicate dal Piano regionale per la gestione dei rifiuti speciali anche pericolosi.

Il "Piano Regionale di Tutela e di Risanamento dell'Atmosfera" individua l'area del Delta tra le zone soggette a particolari interventi di tutela.

Quadro produttivo di energia elettrica. L'impianto sarà utilizzato per produrre energia elettrica destinata a coprire il carico giornaliero della rete; potrà partecipare alla ripartizione del carico fra il minimo tecnico e il carico nominale continuo, sarà in grado di funzionare su rete isolata e di effettuare la fermata di fine settimana nonché, se richiesto, anche la fermata notturna.

L'impianto, oltre che alla regolazione primaria, sarà in grado di partecipare alla regolazione secondaria (teleregolazione) della frequenza di rete. Sarà inoltre in grado di partecipare alla regolazione terziaria della frequenza (servizio di riserva pronta).

2.2 Quadro di Riferimento Progettuale

Il progetto aggiornato prevede la realizzazione di tre nuove caldaie ultrasupercritiche da 660 MWe alimentate a polverino di carbone, in sostituzione delle quattro esistenti di analoga potenza.

Le tre nuove sezioni saranno progettate per la co-combustione di carbone e biomasse. Solo su due di esse alla volta sarà però previsto l'impiego di biomasse in co-combustione con il carbone, nella percentuale in energia da biomassa variabile tra zero e il 5%.

Nelle tabelle seguenti sono messi a confronto alcuni dati ante- e post-conversione a carbone.

CARATTERISTICHE PRINCIPALI	Situazione attuale OCD Sezioni 1-2-3-4	Dopo conversione a carbone Sezioni 1-2-3
Potenza termica [MW]	6.240	4.265
Potenza elettrica lorda [MW]	2.640	1.980
Potenza elettrica netta [MW]	2.560	1.902
Rendimento netto [%]	41,0	44,6
Portata fumi tal quale [Nm ³ /h]	8.000.000	6.300.000
Temperatura fumi [°C]	130-140	90
Olio Combustibile (t/h)	560	----
Carbone [t/h]	----	600
Fattore di utilizzazione [ore/anno equivalenti a pieno carico]		6.500
Energia elettrica prodotta ed immessa in rete [TWh/anno]		12,4

Le nuove turbine, a quattro stadi, sono accoppiate agli esistenti alternatori e presentano un rendimento elevato.

Il sistema di raffreddamento rimane quello esistente.

L'energia prodotta dalle tre sezioni sarà immessa nella rete generale. Saranno utilizzate due linee a doppia terna a 380 kV che si collegano alla rete nazionale attraverso le stazioni elettriche di Dolo, Adria, Ravenna Canala e Forlì.

Il ciclo termico sarà caratterizzato da alti valori di temperatura del vapore principale (600°C) e del vapore risurriscaldato (610°C) in ingresso alla turbina a vapore e da nuovi sistemi di preriscaldamento dell'acqua di alimento prima dell'ingresso in caldaia. L'aumento della temperatura del vapore in uscita dalla caldaia comporterà necessariamente la sostituzione delle esistenti turbine a vapore.

Il progetto di conversione delle tre unità prevede il riutilizzo delle seguenti apparecchiature e opere esistenti:

- condensatore e circuito di raffreddamento;
- opere di presa e di restituzione;
- pompe dei cicli rigenerativi di alta e bassa pressione e turbopompe acqua di alimento;
- possibile riutilizzo di alcuni scambiatori e tubazioni del ciclo rigenerativo;
- impianto di trattamento condensato;
- generatore elettrico, trasformatori elevatori e altre apparecchiature elettriche ausiliarie;
- stazione elettrica e linee ad alta tensione.

Saranno inoltre riutilizzati l'edificio sala macchine, i due edifici ausiliari, i due edifici compressori, l'edificio demineralizzazione, gli uffici, le officine, i magazzini e la portineria.

Il progetto a tre gruppi si differenzia dal progetto presentato nel SIA (quattro gruppi) soprattutto per:

- una sezione termoelettrica in meno,
- la demolizione di tutti i serbatoi OCD da 100.000 m³ (sette serbatoi) e da 50.000 m³ (due serbatoi) presenti nel Parco Nord e nel Parco Sud, compreso il serbatoio da 100.000 m³ utilizzato come accumulo di acqua industriale (tre serbatoi da 100.000 m³ demoliti in più rispetto al progetto con quattro gruppi), per un totale di 800.000 m³. Saranno invece conservati gli esistenti serbatoi del gasolio da 500 m³ ciascuno;
- l'olio combustibile come combustibile di avviamento che, data la quantità che si prevede di usare, sarà approvvigionato con autobotti e stoccato in due nuovi serbatoi da circa 2.000 m³ realizzati in zona Parco Nord. L'oleodotto esistente non sarà più utilizzato così come la stazione di travaso;
- lo stoccaggio delle ceneri si riduce di ¼ passando da 48.000 m³ a 36.000 m³ (tre sili verticali da 12.000 m³ più un ulteriore silo di umidificazione e caricamento dei camion). Sono stati eliminati dal progetto i quattro sili giornalieri da 500 m³ previsti con i quattro gruppi.

Sono illustrate negli allegati alla documentazione integrativa le simulazioni 3D dell'impianto esistente con evidenziate le demolizioni necessarie alla conversione a carbone e al contenimento dei volumi e la simulazione 3D dell'impianto dopo la conversione a carbone di tre sezioni con evidenziate le nuove opere.

Tutte le modifiche saranno realizzate interamente in aree di proprietà dell'Enel.

USO DELLE RISORSE E PRODUZIONE DI RIFIUTI

Le tabelle seguenti riassumono i bilanci generali di massa dell'impianto nel nuovo assetto, in esercizio:

Ingressi

Descrizione	Valore	Unità di misura
COMBUSTIBILI:		
Carbone	4.000.000	t/anno
Biomasse	350.000	t/anno
Olio combustibile STZ	10.000	t/anno
Gasolio	2.500	t/anno
ACQUA:		
Acqua di raffreddamento	80	m ³ /s
Acqua per usi industriali	4.500.000	m ³ /anno
Acqua potabile	50.000	m ³ /anno
REAGENTI:		
Calcare	140.000	t/anno
Urea	10.000	t/anno

Uscite

Descrizione	Valore	Unità di misura
EMISSIONI ATMOSFERA:		
Portata fumi tal quale	3 x 2.100.000	Nm ³ /h
Portata fumi secchi (*)	3 x 2.000.000	Nm ³ /h
SO ₂	100	mg/Nm ³
NO _x	100	mg/Nm ³
CO	150	mg/Nm ³
Polveri	15	mg/Nm ³
EFFLUENTI LIQUIDI:		
Acque reflue	1.100.000	m ³ /anno
RESIDUI SOLIDI:		
Fanghi	6.000	t/anno
Gesso	230.000	t/anno
Ceneri	440.000	t/anno
Sali cristallizzati	3.750	t/anno

(*) Riferita a gas normalizzati secchi riportati ad un tenore di ossigeno del 6%, idem per i valori di emissione. Tali valori vanno intesi come medie orarie con i previsti impianti di abbattimento in regolare esercizio, dopo la fase di primo avviamento e messa a punto.

(**) I limiti di emissione in atmosfera proposti, recependo una specifica prescrizione della Regione Veneto.

Combustibili. Le tre nuove sezioni della Centrale di Porto Tolle saranno alimentate con:

- carbone estero (carbone da vapore ex DPCM 8 marzo 2002);
- biomasse vegetali in co-combustione col carbone fino ad una percentuale massima del 5 % in energia da biomassa;
- gasolio, ma solo nelle fasi di accensione dei gruppi;
- olio combustibile a bassissimo tenore di zolfo (STZ), ma solo nelle fasi di avviamento dei gruppi.

Le tipologie di carbone impiegate saranno tipiche dei mercati di approvvigionamento dell'Enel e proverranno dai migliori bacini carboniferi mondiali, quali Polonia, Sud Africa, Stati Uniti, Venezuela, Colombia, Indonesia e Australia. I carboni saranno esclusivamente di altissima qualità, con un contenuto di zolfo inferiore all'1%.

Le biomasse saranno esclusivamente costituite da biomasse vegetali prodotte localmente, e saranno conferite in centrale sotto forma di cippato, mediante autocarri di capacità da 28 t cadauno, o per via fluviale a mezzo di idonee chiatte.

Per le sole fasi di avviamento (stimati circa 100 avviamenti annui per l'intera centrale) e fino al raggiungimento del 20% - 25% del carico sarà utilizzato l'olio combustibile a bassissimo tenore di zolfo (STZ), inoltre, limitatamente alle sole fasi di accensione delle sezioni termoelettriche saranno utilizzate modeste quantità di gasolio. L'olio combustibile e il gasolio saranno approvvigionati mediante autobotti.

Il contenuto di zolfo non sarà superiore allo 0,2% in peso per il gasolio ed allo 0,24 in peso % per l'olio combustibile.

Calcare. Il calcare necessario agli impianti DeSOx è carbonato di calcio estratto da cava, di adeguata pezzatura (3÷5cm) e colore bianco. Il contenuto di CaCO₃ sarà non inferiore al 90%, il contenuto di inerti sarà al massimo dell'8% e il grado di umidità al massimo del 5%. Il fabbisogno di calcare sarà approvvigionato nelle cave della penisola Istriana (Croazia).

Urea. L'urea necessaria alla denitrificazione catalitica per l'abbattimento degli NOx sarà in forma granulare. Dall'urea granulare sarà prodotta in centrale l'ammoniaca gassosa necessaria per la denitrificazione. L'urea, al contrario dell'ammoniaca anidra o della soluzione ammoniacale, non è tossica.

L'approvvigionamento sarà nazionale, prevalentemente dallo stabilimento di produzione di Ferrara.

Fabbisogno e disponibilità idrica. Sulle fonti di approvvigionamento idrico sono inseriti i misuratori di portata (strumenti indicatori e/o integratori). L'acqua necessaria alla centrale, in base ai diversi utilizzi, può essere così suddivisa:

a) Sorgente fredda: acqua di fiume e/o mare utilizzata per il raffreddamento dei condensatori e delle apparecchiature varie.

La sorgente fredda è costituita dal corpo idrico che riceve il calore proveniente dalla condensazione del vapore esausto, scaricato dalla turbina nel condensatore e dal raffreddamento delle altre apparecchiature di centrale. L'acqua, impiegata per la condensazione del vapore e il raffreddamento di circuiti ausiliari, 80 m³/s, è prelevata e scaricata, riutilizzando il sistema di raffreddamento esistente, con apposite opere di presa (derivazione) e di scarico attraverso canali sezionabili da paratoie, sia dal fiume (Po di Pila) che dal mare (Sacca del Canarin).

- o **In caso di prelievo dal fiume Po**, è prelevabile (con l'obbligo di restituzione: *assetto fiume-fiume*) una portata d'acqua non superiore a 800 moduli massimi e 600 medi, su base annua, come previsto dal Disciplinare n. 92 del Ministero LL.PP. – Nucleo Operativo di Rovigo del 1° agosto 1980, approvato con decreto del Ministero LL.PP. n. 544 del 30 aprile 1981. La normativa sulle derivazioni stabilisce che 1 modulo = 100 litri/secondo (le autorizzazioni sono riferite ad una portata prelevabile); l'art. 18 della legge 36/94 ha assunto, al fine della quantificazione del canone, che 1 modulo = 3.000.000 di metri cubi annui. La concessione decorre dal 1° agosto 1980 e ha validità di 70 anni; la scadenza originaria del 31 luglio 2050 è stata confermata dal Ministero LL.PP. in data 31 luglio 2000 in applicazione dell'art. 23 del decreto legislativo 152/99. Il Disciplinare del Ministero dei Lavori Pubblici del 30 aprile 1981, ha stabilito modalità di prelievo in base al regime idraulico del Po; il disciplinare ha stabilito che se la portata del Po a Ponte Lagoscuro:

- supera 460 m³/s si possono prelevare 80 m³/s;
- in caso sia fra 420-460 si può prelevare 40 m³/s;

- sotto i 380 è vietato il prelievo dal Po.

Nel disciplinare è stabilita inoltre la seguente limitazione: nel periodo dal 1° aprile al 30 settembre di ogni anno, ogni qualvolta il tasso salino misurato (in località Ocaro) a 3 metri di profondità dovesse superare il due per mille, la derivazione da fiume con scarico a mare dovrà essere sospesa e sostituita con derivazione da fiume e scarico a fiume (ove la portata lo consenta) o con derivazione da mare e scarico a mare (ove la portata del fiume non raggiunga i valori sopra precisati).

L'acqua prelevata è convogliata alle vasche di filtrazione (vasche griglia) e quindi ai singoli condensatori, per poi essere restituita attraverso l'opera di restituzione: il pennacchio termico si sviluppa lungo la riva destra del Po di Pila.

- o **Nell'assetto con scarico a mare**, il pennacchio termico attualmente si disperde sui fondali sabbiosi che superano la batimetrica di 1,5 m a breve distanza dalla riva e, per effetto della densità dell'acqua, tende a distribuirsi sulla superficie marina poco dopo il rilascio in mare. Pertanto, l'habitat interessato direttamente dall'impatto termico è costituito da una ridotta superficie di fondale sabbioso immediatamente circostante lo sbocco del refluo in mare. Per quanto riguarda l'eventuale ingresso nella sacca del Canarin di frange marginali del pennacchio, il proponente ritiene che la situazione attuale riguarda un ambito spaziale circoscritto all'intorno della bocca a mare, peraltro interessata da oscillazioni termiche, oltre che di qualità generale dell'acqua, anche per il fenomeno naturale delle maree. La temperatura dello scarico non deve superare i 35 °C e l'incremento di temperatura del corpo recipiente non deve in nessun caso superare i 3 °C oltre i 1000 m di distanza dal punto di immissione (L. n° 319/1976, criterio recepito dal D. Lgs n° 152 / 2006).

Il nuovo ciclo termico, grazie al miglior rendimento previsto (circa 44,6%), determina una diminuzione del carico termico scaricato al condensatore di circa il 15%; la riduzione del numero dei gruppi da quattro a tre determina un'ulteriore riduzione del carico termico per una riduzione complessiva del 36% rispetto alla situazione attuale. Poiché la portata d'acqua ai condensatori rimarrà invariata rispetto all'attuale prelievo (circa 80 m³/s complessivi), si avrà una riduzione dell'incremento di temperatura dell'acqua allo scarico.

- b) Acqua potabile per i servizi igienico-sanitari (servizi igienici, docce, mensa, etc.). Il quantitativo di acqua potabile necessario sarà circa 50.000 m³/anno, analogo alla situazione attuale. L'approvvigionamento è previsto da acquedotto, attualmente non in uso; l'acqua è prodotta direttamente in centrale dall'esistente impianto di potabilizzazione.
- c) Acqua per gli usi industriali vari e per la produzione dell'acqua demineralizzata per il reintegro del ciclo acqua-vapore. Il prelievo complessivo di acqua dal Po per tutti gli usi industriali vari della centrale sarà di circa 4.500.000 m³/anno. Il fabbisogno complessivo di acqua dell'impianto aumenta soprattutto in relazione alla necessità di reintegrare l'acqua che evapora nei sistemi di desolforazione e quella necessaria per prevenire la formazione di polveri durante la movimentazione dei solidi (in particolare carbone e ceneri). La tipologia degli approvvigionamenti è dal fiume Po di Pila, autorizzato per la portata di 0,9 moduli (+ 0,1 moduli nel caso di prelievo per trasporto con autobotti) per uso industriale (acqua industriale pretrattata, acqua demineralizzata, potabilizzatore, antincendio) per una quantità di 2.700.000 m³/anno quantità autorizzata con disciplinare del Genio Civile di Rovigo n. 425 del 14 febbraio 2001 e decreto n. 14 del 23 febbraio 2001, valevole sino al 22 febbraio 2031. Il maggior consumo di acqua dopo la conversione è dovuto essenzialmente all'esercizio degli impianti di desolforazione dei fumi, comporterà l'esigenza di utilizzare una quantità annuale di 3.650.000 m³/anno; L'acqua del fiume sarà pretrattata con l'esistente sistema di decarbonatazione e filtrazione, opportunamente ampliato, ed accumulata in serbatoi di stoccaggio. Per la dissalazione dell'acqua sarà installato un nuovo sistema ad osmosi inversa.

In condizioni normali (assenza di cuneo salino), l'acqua pretrattata sarà utilizzata senza ulteriori trattamenti per gli usi industriali (quali reintegro desolfatori, umidificazione solidi, etc.), mentre la quota di acqua necessaria per gli impieghi in ciclo sarà dissalata fino ai livelli richiesti prima nell'impianto ad osmosi inversa e quindi in un impianto di demineralizzazione.

Durante i periodi in cui l'acqua del Po presenta elevata salinità per effetto della risalita del cuneo salino (fenomeno che si verifica durante i periodi di secca per la risalita dell'acqua di mare), tutta l'acqua prelevata dal Po dovrà essere dissalata, inclusa quella destinata ad usi industriali, nell'impianto ad osmosi inversa mentre solo quella destinata ad impieghi di ciclo termico sarà demineralizzata.

Scarichi liquidi

Acque reflue da processo industriale. Le acque reflue da processo industriale sono raccolte in due reti separate e precisamente:

- acque potenzialmente inquinabili da oli minerali lubrificanti e/o combustibili
 - spurghi e lavaggi di aree coperte
 - acque piovane provenienti da bacini di contenimento dei serbatoi per combustibili
 - acque piovane provenienti da aree scoperte interessate dal movimento dei combustibili
 - acque calde dalla fogna
- acque acide e/o alcaline
 - provenienti dai lavaggi e dalla rigenerazione degli impianti con resine a scambio ionico e, saltuariamente, acque di lavaggio delle membrane dell'impianto di dissalazione.
 - acqua effluenti dai preriscaldatori dell'aria comburente, quando tali apparecchiature sono lavate con acqua industriale

Acque di dissalazione:

Le acque di risulta del processo di dissalazione si suddividono in:

- acqua arricchita di sali ed inviata allo scarico previa correzione del pH
- acqua industriale impiegata per il fissaggio degli stadi, inviata allo stadio previa correzione del pH
- acqua di lavaggio proveniente dai filtri a sabbia, inviata all'ITAR per il trattamento
- acque di lavaggio acido-alcalino delle membrane, inviate all'ITAR per il trattamento.

Acque reflue urbane. Sono quelle che pervengono dai servizi igienici e civili.

Acque meteoriche e sorgive. Provengono a questa rete le acque piovane dai pluviali delle zone coperte e dai piazzali sicuramente non inquinabili e le acque sorgive, dato che alcune zone di centrale sono sotto il livello del mare.

Caratteristiche dell'impianto di trattamento delle acque reflue industriali:

1. trattamento acque inquinabili da oli minerali lubrificanti e/o combustibili: si tratta di un impianto di dissalazione realizzato per trattare una portata massima continua di 150 m³/h, con un serbatoio di accumulo di 2000 m³ per sopperire alle punte in concomitanza di precipitazioni atmosferiche.
2. trattamento di acque acide e/o alcaline: si tratta di un impianto costituito da due serbatoi di 2000 m³, ove si realizza il trattamento fisico-chimico dei reflui acidi ed alcalini. L'impianto è stato progettato per trattare una portata massima di 300 m³/h.
3. trattamento dei reflui urbani: si tratta di un impianto ad ossidazione biologica, ottenuta a mezzo di intimo contatto con i fanghi attivi.

Il processo depurativo consta di vari stadi di trattamento:

1. grigliatura e triturazione
2. vasca di bilanciamento

3. vasca di denitrificazione
4. vasca di ossidazione
5. sedimentatore
6. debatterizzatore
7. sistemi di dosaggio dei nutrienti
8. raccolta ed essiccamento fanghi.

In sintesi, il progetto è basato sulla massimizzazione dei recuperi idrici con conseguente riduzione dei rilasci di inquinanti e metalli pesanti in particolare.

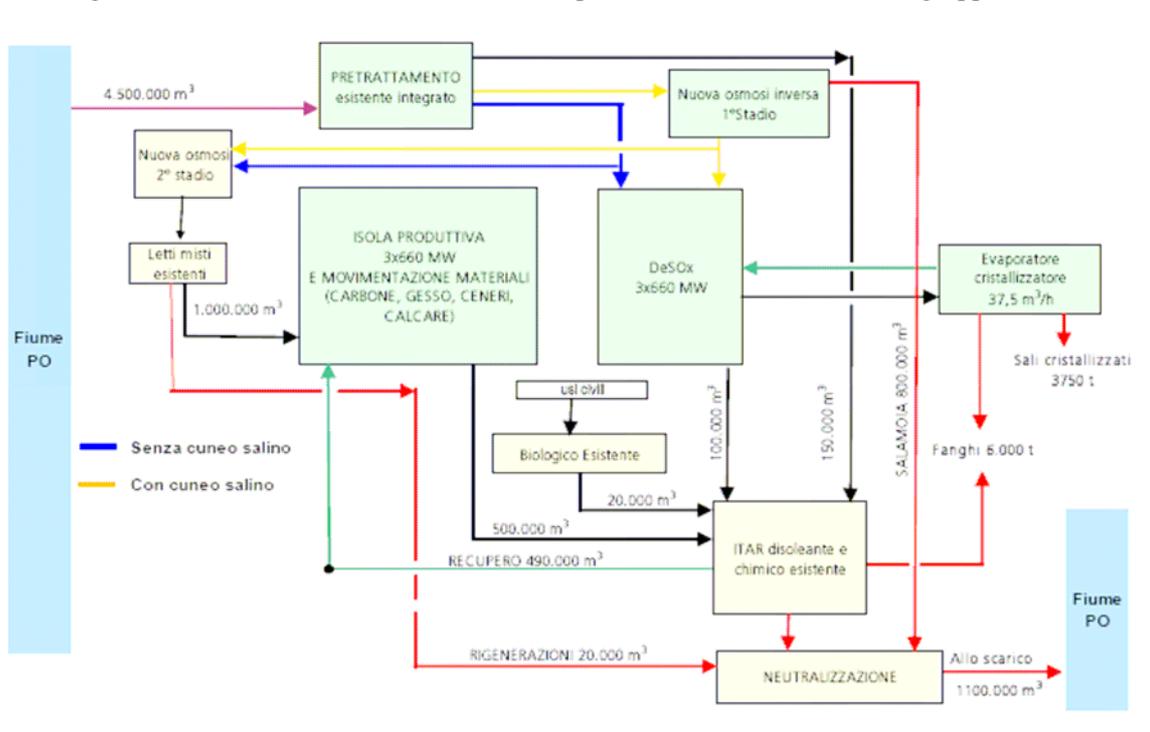
La rete di raccolta, delle acque reflue, prevede la realizzazione di nuovi scarichi suddivisi per tipo omogeneo (acidi, alcalini, oleosi, biologi, meteorici, spurghi DeSOx) connessi al rispettivo reticolo fognario a sua volta collegato con la linea di trattamento.

Lo scarico previsto di acque trattate dall'impianto è 1.100.000 m³/anno, dei quali:

- 800.000 m³/anno di inevitabili salamoie degli impianti ad osmosi inversa, cioè di acqua di Po concentrata e non riutilizzabile, cui si devono aggiungere
- 300.000 m³/anno (circa 40 m³/ora medi) di acque di processo trattate.

Tale volume annuo complessivo, legato in gran parte al processo di produzione delle acque industriali e demineralizzate, è significativamente inferiore all'attuale medio, pur nel quadro di un sensibile incremento di lavorazioni previste per le nuove unità.

Si riporta di seguito lo schema del bilancio idrico dell'impianto nel nuovo assetto a tre gruppi.



TRATTAMENTO DEGLI EFFLUENTI GASSOSI INQUINANTI EMESSI IN ATMOSFERA

Gli attuali condotti di fumi saranno completamente demoliti e ricostruiti per permettere l'inserimento del sistema di denitrificazione catalitica, dei filtri a manica, dei ventilatori indotti e del by-pass per la desolforazione (DeSOx). In particolare, la depurazione dei fumi di combustione avverrà in tre stadi, nell'ordine:

1. *denitrificazione catalitica (SCR-high dust)*, per l'abbattimento degli NO_x, mediante installazione su ciascuna delle tre nuove sezioni. Il sistema di denitrificazione catalitica (SCR) sarà posizionato nel circuito fumi in posizione "high-dust", cioè a valle dell'economizzatore e prima dei nuovi riscaldatori rigenerativi, dove saranno raffreddati a spese dell'aria comburente prima di giungere ai nuovi filtri a manica, si propone l'abbattimento dell'85% degli NO_x in uscita dalla caldaia;
2. *depolverazione a secco con filtri a manica*, tramite installazione di un sistema di depolverazione dei fumi mediante su ciascuna delle tre nuove sezioni, per l'abbattimento delle polveri; si propone di abbattere il 99,9% delle polveri prodotte in caldaia;
3. *desolforazione a umido (torre di lavaggio)*, tramite installazione su ciascuna delle tre nuove sezioni di un sistema (DeSO_x) del tipo calcare/gesso, con relativi ausiliari elettrici e meccanici inseriti all'interno dell'edificio assorbitore; sistemi ad alta efficienza per l'abbattimento del 97% della SO₂ in uscita;

Il sistema di desolforazione dei fumi sarà installato oltre la ciminiera nell'area libera tra la stessa e l'opera di restituzione delle acque di raffreddamento.

I ventilatori indotti saranno posti a valle dei filtri a manica e avranno la funzione di bilanciare la caldaia e fornire la prevalenza ai fumi per compensare le perdite di carico del successivo sistema di desolforazione dei fumi.

EMISSIONI ed EFFLUENTI	U.M.	Olio Combustibile Denso (OCD) ⁽¹⁾	Carbone ⁽²⁾			
		Situazione attuale	Proposta Enel	Documento BAT - UE ⁽⁴⁾	Proposta Commissione VIA	Direttiva 2001/80/CE
SO ₂	mg/Nm ³	400	100	20-150	100 ⁽³⁾	200
NO _x [come NO ₂]	mg/Nm ³	200	100	90 - 150	100 ⁽³⁾	200
CO	mg/Nm ³	250	150	30 - 50	150	
Polveri	mg/Nm ³	50	15	5 - 10	15 ⁽³⁾	30
Ammoniaca	mg/Nm ³	--	--	< 5	10	

⁽¹⁾ Riferito a gas normalizzati secchi riportati ad un tenore di O₂ del 3%;

⁽²⁾ Riferito a gas normalizzati secchi riportati ad un tenore di O₂ del 6%. Valori di concentrazione limite stabiliti nel Parere n. 52 del 26/05/2003 della Commissione VIA regionale.

⁽³⁾ Come da Decreto Minambiente del 4 novembre 2003 di giudizio compatibilità ambientale della Centrale Termoelettrica di Civitavecchia (riferito a gas normalizzati secchi riportati ad un tenore di O₂ del 6%).

⁽⁴⁾ Documento BAT-UE per l'applicazione della direttiva IPPC (96/61/CE): "Reference document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants" July 2006 (combustione di carbone: valori medi giornalieri, riferiti a gas normalizzati secchi con tenore di O₂ del 6%).

1. Contenimento delle emissioni di NO_x

L'intervento comprenderà l'installazione dei seguenti sistemi:

- reattori di denitrificazione catalitica;
- produzione e movimentazione dell'ammoniaca a partire da dissoluzione di urea.

Reattori di denitrificazione catalitica

L'impianto prevede l'abbattimento degli NOx mediante denitrificatori catalitici (SCR) su ogni sezione a valle di ciascuna caldaia. Il processo si basa sulla reazione fra NO_x, NH₃, O₂ che formano N₂ e H₂O.

I denitrificatori catalitici avranno una collocazione "high-dust", a valle dell'economizzatore sulla parte discendente della caldaia, prima del Ljungstroem (preriscaldatori rigenerativi aria/gas).

Il processo di denitrificazione richiede elevate temperature e, pertanto è realizzato alle temperature dei fumi in uscita dalla caldaia; i catalizzatori sono costituiti da ossidi di vanadio, tungsteno e titanio, che hanno la loro massima efficienza catalitica nell'intervallo fra 320 e 400°C.

Essi sono inseriti a strati (normalmente 2 o 3) all'interno del reattore. La composizione e la geometria dei catalizzatori sono ottimizzate per massimizzare la conversione di NOx, minimizzando l'indesiderata conversione dell'SO₂ in SO₃.

L'ammoniaca necessaria alla reazione miscelata con aria è iniettata in equicorrente ai fumi nel condotto di adduzione al reattore DeNOx. L'esigenza della completa e omogenea miscelazione fra fumi e corrente ammoniacale richiede lo sviluppo di modelli fluidodinamici per disegnare le griglie di iniezione dell'ammoniaca e le guide direzionali del flusso dei fumi nel reattore; per migliorare l'efficienza del DeNOx e ridurre al minimo lo "slip di ammoniaca".

L'emissione al camino di ammoniaca è dovuta alla fuga ("slip") dell'ammoniaca in eccesso utilizzata come reagente nel denitrificatore catalitico. La fuga di ammoniaca prevista a progetto a valle del reattore catalitico è inferiore a 1 ppm entro il primo anno di funzionamento e comunque inferiore a 5 ppm.

Le emissioni di ammoniaca al camino saranno dunque molto basse anche in considerazione del fatto che il desolfatore assorbe praticamente tutta la fuga prevista.

Il dosaggio dell'ammoniaca è controllato attraverso misure in continuo della concentrazione di NOx e NH₃ nei fumi in uscita dal DeNOx. In sintesi, un sistema DeNOx efficiente deve assicurare:

- elevata efficienza di conversione degli NOx;
- bassi valori di "slip di ammoniaca" e di conversione SO₂ → SO₃;
- minimizzazione del volume di catalizzatore utilizzato;
- basse perdite di carico dovute all'attraversamento del reattore da parte dei fumi.

Produzione e movimentazione dell'ammoniaca a partire da urea.

L'ammoniaca è prodotta direttamente presso l'impianto, utilizzando come materia prima urea granulare proveniente da uno stabilimento di Ferrara. Essa sarà prodotta, mediante un processo di idrolisi dell'urea, da un impianto posto in area limitrofa alle caldaie e alimentato dai serbatoi di dissoluzione.

Al processo di idrolisi operante in più stadi per la purificazione dell'ammoniaca seguirà una filtrazione con recupero termico tramite economizzatore.

Attraverso un sistema ad eiezione e una miscelazione con aria si produrrà ammoniaca gassosa nel quantitativo richiesto dall'impianto. La soluzione non reagita sarà ricircolata. I vantaggi principali di tale processo sono:

- azzeramento dei rischi collegati a trasporto, stoccaggio e manipolazione di sostanze chimiche pericolose tossiche ed esplosive (ammoniaca anidra o soluzione ammoniacale);
- utilizzo di urea chimicamente non tossica, largamente diffusa come fertilizzante;
- contenute dimensioni delle apparecchiature;
- ridotta presenza di ammoniaca nell'impianto;
- economie nei costi di trasporto e stoccaggio;
- disponibilità di ammoniaca con processo continuo di produzione in funzione della richiesta dell'impianto senza necessità di stoccaggio.

2. Contenimento delle emissioni di polveri: filtri a manica

Il particolato trasportato nei fumi è abbattuto tramite filtri a maniche, installati a valle degli scambiatori rigenerativi aria-gas e, quindi anche a valle dei De-NO_x, raccolto nelle sottostanti tramogge.

I filtri a maniche sono particolarmente indicati per le unità a carbone ed hanno il vantaggio di avere dimensioni contenute rispetto ai precipitatori elettrostatici. Essi sono costituiti da:

- un involucro metallico irrigidito con profilati contenente al suo interno l'equipaggiamento filtrante diviso in compartimenti;
- una piastra portamaniche, posizionata nella parte superiore, nella quale sono ricavati i fori calibrati necessari per il fissaggio a tenuta delle maniche filtranti;
- maniche filtranti in tessuto (fibra sintetica tipo feltro);
- apparecchiature ausiliarie per la rigenerazione del mezzo filtrante mediante pulsazione di aria compressa;
- tramogge di raccolta delle polveri separate che costituiscono la parte inferiore dell'involucro.

I fumi da depolverare attraversano perpendicolarmente le maniche dall'esterno verso l'interno, mentre le polveri si depositano sulle pareti esterne.

All'interno delle maniche i fumi depolverati escono dall'alto attraverso i fori portamaniche ricavati nella piastra superiore e sono raccolti in una camera ("plenum") posta sopra le maniche per essere convogliati all'uscita del filtro.

La cenere depositata all'esterno delle maniche è rimossa periodicamente (fase di controlavaggio) mediante un impulso in controcorrente di aria compressa ad alta velocità e pressione, con la quale si realizza un effetto di scuotimento del mezzo filtrante, che assicura il completo distacco della polvere accumulata sulla superficie della manica e la sua caduta nella tramoggia sottostante. La fase di controlavaggio è effettuata ciclicamente e interessa una fila di maniche alla volta.

Ciascuna delle sezioni della Centrale di Porto Tolle avrà un filtro a manica diviso in due corpi, ciò consentirà la sostituzione delle maniche deteriorate con il filtro in funzione.

3. Contenimento delle emissioni degli ossidi di zolfo.

Il carbone utilizzato presenta un tenore di zolfo inferiore all'1%.

Il trattamento del gas proveniente dalla combustione del carbone avviene all'interno della torre di assorbimento ove è mescolato con sospensione acquosa di calcare.

Nella reazione all'interno della torre di assorbimento si forma solfito di calcio, CaSO₃, che viene ossidato a solfato di calcio bi-idrato (gesso) CaSO₄·2H₂O mediante insufflaggio di aria nella parte inferiore della torre. All'ingresso e all'uscita del sistema di desolforazione sarà installato uno scambiatore a tubi, con la funzione di trasferire parte del calore, attraverso un fluido intermedio, dai fumi grezzi a quelli desolforati.

La sospensione di gesso è estratta dall'assorbitore e inviata alla filtrazione ove è prodotto gesso di qualità industriale, che è stoccato in apposito capannone. La filtrazione della sospensione avviene in un edificio dedicato, comune alle 3 sezioni termoelettriche.

Vantaggi significativi della tecnologia sono:

- manutenzione ridotta e in ogni caso rivolte a strutture semplici;
- elevata efficienza di desolforazione;
- rimozione del particolato non abbattuto nei filtri a manica;
- produzione di gesso con grado di purezza elevato e quindi idoneo a essere immesso sul mercato (qualità commerciale);

- considerevole risparmio di energia dovuto al basso consumo dei macchinari e alle basse perdite di carico.

Per ciascuna sezione, i fumi in uscita dai filtri a manica sono convogliati attraverso ventilatori ad uno scambiatore a tubi a trafile nullo, avente la funzione di trasferire parte del calore, dai fumi grezzi a quelli desolforati.

La sospensione calcarea è dosata, in quantità stechiometrica, agli assorbitori DeSOx.

Lo spurgo continuo proveniente dall'assorbitore DeSOx è inviato all'impianto di trattamento degli spurghi (impianto di evaporazione/cristallizzazione), per essere successivamente recuperato nel ciclo dei desolforatori: esso infatti recupera per evaporazione e condensazione le acque di processo, con un notevole risparmio di risorsa idrica naturale.

Dalla torre di assorbimento i gas desolforati, post-riscaldati dal calore ceduto dai fumi grezzi depolverati, sono convogliati alla esistente ciminiera.

Gli impianti di desolforazione dei fumi delle tre sezioni termoelettriche saranno realizzati nell'area compresa tra la ciminiera e il canale nel quale afferrisce l'opera di restituzione delle acque di raffreddamento.

I principali componenti della sezione dell'impianto DeSOx sono:

- un condotto fumi per il convogliamento dei fumi grezzi in uscita dai nuovi filtri a manica verso la restante parte di impianto;
- i ventilatori indotti da installare a monte dell'impianto di desolforazione;
- i riscaldatori fumi a tubi posti a monte e valle dell'assorbitore con relative serrande in ingresso/uscita e di by-pass;
- l'impianto di saturazione e assorbimento, comprendente la torre di assorbimento vera e propria, le pompe e un serbatoio per il ricovero della sospensione comune per due sezioni;
- un condotto fumi per il convogliamento dei gas alla ciminiera;
- un sistema di comando, regolazione e controllo, integrato con le apparecchiature della nuova Sala Manovre.

Ciascun impianto di desolforazione sarà dotato di un edificio servizi, contenente i sistemi di ricircolo della sospensione, dei compressori dell'aria di ossidazione e di estrazione della sospensione gessosa, nonché dei quadri di alimentazione elettrica e regolazione delle apparecchiature DeSOx.

MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

Misure in continuo (CEM)

Per il monitoraggio delle emissioni, dopo gli interventi di conversione a carbone, è previsto un nuovo sistema di misura in continuo al camino dei valori di emissione:

- SO₂, NO_x e CO: tramite sistemi di analisi del tipo a estrazione di campione;
- polveri: tramite misure dell'opacità dei fumi, con strumenti di tipo ottico;
- O₂: tramite misure paramagnetiche a estrazione.

Il nuovo sistema prevede la sostituzione della strumentazione e della parte di elaborazione. I valori elaborati, validati e correlati con i dati caratteristici di funzionamento delle unità (valori medi orari di carico, consumi, etc.) saranno memorizzati e archiviati tramite il nuovo sistema di monitoraggio delle emissioni. La Commissione ritiene che il sistema debba comprendere anche il controllo in continuo di NH₃ ed ha pertanto inserito un'apposita prescrizione al riguardo.

Misure in discontinuo

Con cadenza semestrale è eseguita la determinazione della concentrazione di polveri nei fumi secondo le metodologie UNICHIM (a cura del Reparto Impiantistica e Controlli Chimici) su un reticolo del condotto fumi. Altre misure di polveri con metodo manuale sono eseguite a cadenza annuale, da soggetti esterni all'impianto, ai fini della verifica della curva di taratura degli opacimetri installati per la misura in continuo della concentrazione di polveri. La sezione di prelievo è posta sul camino e il reticolo si realizza con bocchelli a 90°.

Monitoraggio delle immissioni in atmosfera

Per rilevare le ricadute al suolo degli inquinanti, Enel ha previsto l'aggiornamento strumentale delle postazioni fisse dell'esistente Rete di Monitoraggio della Qualità dell'Aria. La rete sarà inoltre implementata con postazioni dedicate al monitoraggio delle emissioni diffuse generate dalla movimentazione dei materiali introdotti con la trasformazione a carbone, tipicamente carbone, ceneri, calcare e gessi. Il progetto prevede altresì l'esecuzione di campagne periodiche di misura dei microinquinanti.

E' stata prescritta la cessione, in comodato d'uso, ad Arpav e un aggiornamento della stessa, al fine di costituire un sistema di monitoraggio della qualità dell'aria particolarmente efficace e pienamente rispondente alle esigenze ambientali e di salvaguardia della salute dei cittadini.

RIFIUTI E SOTTOPRODOTTI SOLIDI

Con il progetto di conversione a carbone di tre sezioni della Centrale di Porto Tolle, i principali rifiuti e sottoprodotti solidi saranno costituiti da: gesso, ceneri, fanghi e sali cristallizzati.

a) Gesso. Nella documentazione di progetto è scritto che il gesso prodotto dalla desolforazione dei fumi ha caratteristiche chimico-fisiche simili a quelle del gesso naturale, è quindi utilizzabile in sostituzione di quello di cava nella produzione di materiali per l'edilizia (pannelli, rivestimenti, isolanti, produzione del cemento, etc.). La destinazione finale prevista è:

- conferimento mediante navi da 8.000 t negli stabilimenti di produzione di lastre e pannelli di gesso, ubicati nel Nord Europa;
- conferimento mediante navi da 20.000 t sulla costa atlantica degli Stati Uniti;
- trasferimento di modeste quantità, con automezzi, ai cementifici localizzati nelle vicinanze dell'impianto.

b) Ceneri. Nella documentazione di progetto è scritto che trattasi di ceneri leggere classificate come rifiuto non pericoloso. Esse saranno recuperate e reimpiegate in cementifici, come materia prima per la produzione di cemento e nella preparazione dei calcestruzzi. La destinazione finale prevede:

- il conferimento, mediante navi da 5.000 t, presso cementifici costieri nel bacino del Mediterraneo, in particolare nell'area dell'Alto Adriatico;
- l'esportazione, mediante navi da 20.000 t, presso impianti riutilizzatori situati sulla costa atlantica degli Stati Uniti o sul mercato europeo, dove esistono prospettive di collocazione.

Nel caso di estrazione a secco, mediante un sistema pneumatico, le ceneri saranno caricate su appositi camion cisterna, o su chiatte cisterna dedicate al trasporto di cenere secca.

Allo scopo di favorire gli stabilimenti locali, è prevista la fornitura di una certa quantità di ceneri secche ai cementifici e agli impianti di betonaggio situati in zone limitrofe alla centrale.

In riferimento alle ceneri di carbone il CER indica i seguenti codici identificativi:

- 10 01 00 rifiuti di centrali termiche ed altri impianti termici
- 10 01 01 ceneri pesanti
- 10 01 02 ceneri leggere

Le ceneri sono classificate come *rifiuti speciali non pericolosi* non risultando riportate nel successivo Allegato D al Decreto i cui vengono indicati, elencandoli, i soli rifiuti classificati come pericolosi.

Riutilizzo dei rifiuti: il Decreto 22/97 prevede la possibilità di applicare:

1. una procedura ordinaria, sottoposta ad autorizzazione regionale, prevista dagli art. 27 e 28, ovvero,
2. nel caso di specifici settori di riutilizzo la cui compatibilità ambientale, oltre che tecnologica, appare conclamata, una procedura semplificata, che prevede una comunicazione alla provincia, secondo quanto previsto dall'art. 33 e attuata dal Decreto Ministeriale 5 febbraio 1998.

Per le ceneri da carbone il decreto DM 2/5/98 individua i seguenti settori di utilizzo:

- a) produzione di cementi, calcestruzzi e manufatti prefabbricati;
- b) produzione di laterizi;
- c) produzione di aggregati artificiali.

13.1 Tipologia: ceneri dalla combustione di carbone e lignite, anche additivati con calcare e da cocombustione con esclusione dei rifiuti urbani ed assimilati tal quali [100101] [100102] [100103].

13.1.1 Provenienza: centrali termoelettriche.

13.1.2 Caratteristiche del rifiuto: è generalmente composto dall' 80% circa di ceneri volanti e dal 20% circa di ceneri pesanti; costituito da silicati complessi di alluminio, calcio e ferro, sostanza carboniosa incombusta (2 ÷ 10%); PCDD in concentrazione non superiore a 2,5 ppb, PCB, PCT < 25 ppm.

13.1.3 Attività di recupero:

- a) cementifici [R5];
- b) produzione di conglomerati cementizi: le ceneri vengono miscelate agli altri materiali, a freddo, e nella fase di preparazione del manufatto finale [R5];
- c) industria dei laterizi, industria della produzione di argilla espansa [R5].

13.1.4 Caratteristiche delle materie prime e/o dei prodotti ottenuti:

- a) cemento nelle forme usualmente commercializzate;
- b) conglomerati cementizi nelle forme usualmente commercializzate;
- c) laterizi e argilla espansa nelle forme usualmente commercializzate.

c) Fanghi. Saranno prodotti dall'impianto di depurazione delle acque reflue e saranno conferiti a discariche autorizzate e alle industrie di laterizi, con preferenza di queste ultime. La produzione è stimata in 6.000 t/anno.

d) Sali cristallizzati. I sali cristallizzati saranno prodotti esclusivamente dal nuovo impianto di trattamento degli spurghi DeSO_x (evaporatore/cristallizzatore) e saranno gestiti come rifiuti da collocare in discarica. In totale la produzione è stimata in circa 3.500 t/anno.

INTERVENTI E OPERE CONNESSE

a) Interventi

Sono di seguito riportati i principali interventi di modifica previsti dal nuovo progetto:

- installazione di tre (una per sezione) caldaie ultrasupercritiche alimentabili a polverino di carbone, complete di bunker, mulini carbone, riscaldatori rigenerativi dell'aria comburente e sistemi di combustione a bassa formazione di NO_x, sistemi per la combustione di biomasse;
- sostituzione di tre turbine esistenti da 660 MWe con tre nuove turbine di analoga potenza idonee per il ciclo ultrasupercritico;
- installazione su ognuna delle tre sezioni di due nuovi preriscaldatori AP dell'acqua di alimento da aggiungere agli attuali, completi di tubazioni del vapore di spillamento e di tubazioni per i drenaggi;
- rifacimento delle tubazioni del vapore principale e del vapore risurriscaldato di collegamento tra caldaie e turbine a vapore;
- interventi di sostituzione sulle tubazioni e sulle apparecchiature afferenti al ciclo termico;
- ampliamento della esistente darsena per realizzare due banchinamenti per il contemporaneo attracco di tre chiatte fluvio-marine. Le banchine saranno attrezzate per lo sbarco del carbone e del calcare e per il carico del gesso e delle ceneri e saranno collgate ai rispettivi depositi di centrale;

- realizzazione degli impianti idonei allo scarico, al trasporto, allo stoccaggio, alla ripresa e alla macinazione del carbone;
- realizzazione degli impianti idonei allo scarico, al trasporto e allo stoccaggio del calcare in pezzatura;
- realizzazione di torri per gli impianti di movimentazione dei solidi;
- realizzazione di un impianto per la macinazione del calcare;
- realizzazione di un impianto di preparazione e dosaggio della sospensione di calcare;
- realizzazione di un impianto di filtrazione della sospensione di gesso, con relativo impianto di stoccaggio, movimentazione e sistemi di carico delle chiatte fluvio-marine;
- installazione degli impianti per la produzione dell'ammoniaca, tramite dissoluzione di urea solida, per l'esercizio dei denitrificatori catalitici;
- realizzazione di un nuovo impianto per il trattamento degli spurghi DeSOx a scarico zero, mediante installazione di un sistema di evaporazione/cristallizzazione;
- realizzazione di un impianto per il pretrattamento dell'acqua grezza prelevata dal fiume Po destinata a coprire i fabbisogni aggiuntivi della desolforazione;
- realizzazione di un impianto ad osmosi inversa a due stadi per la produzione di acqua industriale e di acqua a bassa salinità;
- realizzazione di sistema di estrazione delle ceneri dai filtri a manica e di nuovi sili di raccolta, completi di impianto di trasferimento alla banchina;
- realizzazione dei sistemi di ricezione, trattamento e stoccaggio delle biomasse;
- realizzazione di due nuovi serbatoi da 2.000 m³ ciascuno per l'olio combustibile necessario per l'avviamento e della relativa sazione di scarico autobotti.

E' prevista l'esecuzione delle seguenti opere civili:

- ampliamento della darsena esistente per realizzare due banchinamenti per l'attracco contemporaneo di 3 chiatte fluvio-marine, compresi i necessari dragaggi;
- movimentazioni e sistemazioni di terreno nelle aree di intervento interessate dalle nuove installazioni;
- fondazioni e sottofondazioni per le caldaie, per i DeNOx, per i filtri a manica, per l'impianto DeSOx e per i ventilatori indotti, tramite realizzazione di nuovi pali, travi, pilastri e platee di fondazione;
- realizzazione di un nuovo piazzale in rilevato armato nell'area degli impianti di desolforazione alla stessa quota dell'esistente piazzale caldaie;
- fondazioni dei carbonili a "dome" per lo stoccaggio del carbone, del capannone gesso, dei sili calcare, dei sili ceneri e dell'impianto disidratazione gesso;
- fondazioni per le macchine di messa a parco e ripresa da parco poste all'interno dei carbonili;
- fondazioni dell'impianto di macinazione del calcare;
- realizzazione di torri di smistamento carbone, calcare, gesso e ceneri e relativi impalcati di sostegno dei ponti nastro e relative opere fondazionali;
- realizzazione del parco per lo stoccaggio delle biomasse (in forma di cippato) e relativo sistema di movimentazione e ricezione camion;
- realizzazione dell'impianto di macinazione delle biomasse e del sistema di alimentazione alle caldaie;
- realizzazione di "pipe-rack" di sostegno per tubazioni, cavi e condotti fumo;
- fondazioni per l'area di stoccaggio e deposito dei container di urea;
- opere civili del sistema di pretrattamento degli spurghi DeSOx e fondazioni dell'impianto evaporazione/cristallizzazione;
- fondazioni per l'impianto di produzione dell'acqua industriale;

- estensione delle reti fognarie;
- nuova viabilità interna alla centrale;
- ampliamento dell'attuale rilevato in terra compreso tra la palazzina uffici e i serbatoi dell'olio combustibile del Parco Sud, funzionale alla stabilizzazione del terreno fondazionale per i nuovi carbonili a "dome".

La conversione a carbone della Centrale di Porto Tolle prevede la disattivazione e quindi la demolizione o lo smontaggio per il recupero delle seguenti apparecchiature, non più utilizzate nel nuovo impianto:

- caldaie delle quattro sezioni;
- ventilatori aria, riscaldatori rigenerativi aria/gas (LJ), riscaldatori aria/vapore (RAV), condotti aria e condotti fumi e carpenterie di sostegno;
- turbine a vapore e parte del ciclo rigenerativo;
- precipitatori elettrostatici delle quattro sezioni, compreso l'impianto di evacuazione delle ceneri e i sili di stoccaggio;
- vasche di accumulo fanghi e ceneri da nafta;
- stazioni discarica olio combustibile da autobotti;
- tutti i sei serbatoi dell'olio combustibile da 100.000 m³ ciascuno, situati al Parco Sud, compresa la demolizione di tutte le tubazioni afferenti (collettori di caricamento, travaso e aspirazione del combustibile, collettori antincendio, vapore ausiliario, etc.) e dei bacini di contenimento;
- tutti i serbatoi per l'olio combustibile (due da 50.000 m³ e uno da 100.000 m³), situati al Parco Nord, compresa la demolizione di tutte le tubazioni afferenti (collettori di caricamento, travaso e aspirazione del combustibile, collettori antincendio, vapore ausiliario, etc.) e dei bacini di contenimento;
- trasformatori di unità e TAG delle quattro sezioni.

b) Opere connesse

Stoccaggio dei materiali. Le strutture per lo stoccaggio e la movimentazione del carbone, del calcare e del gesso rimangono identiche a quelle già previste per i quattro gruppi, mentre quelle per le biomasse sono lievemente modificate per gestire meglio le operazioni di arrivo dei camion e nell'ottica della riduzione dei cumuli di stoccaggio. Lo stoccaggio in centrale avverrà in strutture chiuse e automatizzate realizzate nell'area che si renderà libera alla demolizione del parco serbatoi e precisamente:

- **Carbone:** lo stoccaggio avverrà in due nuovi carbonili circolari coperti (Ø 144 m) da circa 150.000 m³ ciascuno, che assicureranno un'autonomia di circa 15 giorni alla centrale. Ciascun carbonile sarà dotato di propria macchina combinata per la messa a parco e la successiva ripresa per l'invio ai bunker di caldaia sempre mediante nastri di tipo chiuso e depressurizzati. Il carbone è estratto dal bunker e portato al mulino indi essiccato e riscaldato.
- **Calcare:** il calcare in pezzatura sarà stoccato in un capannone di stoccaggio chiuso a pianta rettangolare per una capacità complessiva di circa 10.000 m³. Dal capannone il calcare sarà ripreso e inviato all'adiacente sistema di macinazione/preparazione sospensione e quindi dosato nell'assorbitore dell'impianto DeSOx.
- **Gesso:** il gesso in sospensione, prodotto nell'assorbitore per reazione tra il calcare e l'anidride solforosa dei fumi, estratto e filtrato, sarà stoccato in un capannone di stoccaggio chiuso a pianta rettangolare della capacità di circa 20.000 m³.
- **Ceneri:** le ceneri leggere, trattenute dal filtro a manica in forma di polvere secca, saranno raccolte nelle sottostanti tramogge e successivamente trasferite con sistemi pneumatici a tre sili di stoccaggio con capacità complessiva di stoccaggio di 36.000 m³. A valle è installato un ulteriore silo di umidificazione e caricamento camion.

- **Biomassa:** essa sarà trasportata dai luoghi di produzione alla centrale con camion di capacità di 28 t e/o con idonee chiatte fluviali. All'interno della centrale sarà realizzata un'area all'aperto di circa 30.000 m² per la ricezione e lo stoccaggio delle biomassa. La biomassa sarà estratta dai sili e distribuita ai mulini per essere triturrata.

Trasporto dei materiali. Il progetto prevede che tutti i solidi principali (carbone, calcare, gesso e ceneri) siano movimentati attraverso le vie d'acqua (mare Adriatico, fiume Po di Levante e fiume Po) secondo il seguente schema:

- in centrale si rende necessario l'adeguamento della esistente darsena su Po;
- localizzazione di un terminale flottante al largo della foce del Po di Levante a circa 3 miglia dalla costa.

La darsena esistente in centrale sarà ampliata prevedendo due accosti:

- il 1° è dedicato allo scarico del carbone e del calcare e consentirà l'accosto in serie di due chiatte fluvio-marine autoscaricanti (lunghezza dell'accosto circa 250 m),
- il 2° è dedicato al carico del gesso e della cenere e consentirà l'accosto di una chiatta alla volta. Questa banchina di lunghezza di circa 120 m sarà dotata di un caricatore continuo per gesso e ceneri ad umido da 800 t/ora.

Il terminale flottante posto al largo di Porto Levante sarà costituito essenzialmente da una nave storage autoscaricante da circa 100.000 t suddiviso in 7÷9 stive. Una stiva sarà utilizzata per lo stoccaggio temporaneo di gesso/calcare, una stiva per lo stoccaggio temporaneo di ceneri umidificate mentre le rimanenti saranno utilizzate per lo stoccaggio temporaneo del carbone. La nave storage, che sarà dotata di proprie gru e caricatori continui a nastro sarà utilizzata per trasferire i materiali dalle navi oceaniche i carbone o dalle più piccole navi di calcare nelle propri sistemi di sbarco. Allo stesso modo, dalle stive della nave storage il materiale sarà ripreso e attraverso il caricatore a nastro trasferito rispettivamente alle chiatte fluvio-marine di carbone o del calcare. Analogamente, il gesso e la cenere proveniente con le chiatte da Porto Tolle saranno ripresi con le gru di bordo della nave storage per trasferirli nella stiva dedicata.

Le navi gessiere o ceneriere accosteranno alla nave storage e i materiali saranno ripresi dalla stiva di quest'ultima e trasferiti con il caricatore a nastro sulle rispettive navi di trasferimento.

Le chiatte fluvio-marine da e per Porto Tolle saranno progettate e costruite *ad hoc* in modo da garantire il massimo tonnellaggio nel rispetto di:

- limiti di pescaggio;
- caratteristiche geometriche della conca di Volta Grimana (unica conca che si incontra nel percorso da Porto Levante a Porto Tolle che ha dimensioni di 240 m x 24 m);
- incrocio con altre chiatte o diverse imbarcazioni lungo il percorso.

Le chiatte saranno del tipo autopropulso con dimensioni esterne indicative di circa 100 m x 17 m x 3,5 m, con pescaggio di 2,5 m (volume stiva utile 85x17x2,5x0,85) per una capacità di trasporto complessiva di circa 3000 t di carbone (ipotizzando un peso specifico medio di 0,85). La larghezza potrà oscillare tra i 15 e i 19 m e la lunghezza rispettivamente tra i 110 e i 90 m. Da quanto sopra detto, considerando chiatte da 3.000 t, ne discende che per assicurare il trasferimento dei materiali da e per Porto Tolle sono necessari in media circa 5 trasporti a giorno ripartiti su 300 giorni l'anno (circa 1.380 trasporti per la centrale e altrettanti di ritorno). In talune condizioni di punta si potranno raggiungere anche 8-9 trasporti al giorno.

Le chiatte fluvio-marine una volta caricate percorrono il tratto di mare compreso tra l'area di "transshipment" fino alla foce del Po di Levante entrano dalla foce stessa e discendono il canale fino alla conca di Volta Grimana,

che mette in comunicazione il Po di Levante con il ramo principale del Po. La chiatta, quindi, prosegue lungo il fiume fino alla Centrale di Porto Tolle.

La Centrale di Porto Tolle è dotata di una darsena (lunghezza circa 90 m x 13 m di larghezza) adibita allo scarico dell'olio combustibile in condizioni di emergenza. Nel progetto di conversione a carbone, la darsena esistente deve essere allargata al fine di consentire l'attracco contemporaneo di tre chiatte in configurazione due+uno.

Le banchine saranno predisposte anche con vie di corsa per un'eventuale installazione di scaricatori di banchina per chiatte qualora le stesse non siano autoscaricanti.

Le banchine saranno collegate con la centrale attraverso tre nastri di trasferimento in gomma, due per il trasferimento rispettivamente di carbone e calcare verso i depositi di centrale, il terzo per il trasferimento di gesso e ceneri umidificate dai depositi in centrale verso la banchina per il successivo caricamento sulle chiatte.



I sistemi di carico e scarico e i nastri di trasferimento prevedono l'adozione delle migliori tecnologie disponibili per il contenimento della diffusione di polveri nell'ambiente, ampiamente referenziate, quali:

- progettazione delle apparecchiature e dei componenti (ad esempio la geometria delle tramogge) volta ad evitare la dispersione delle polveri nell'ambiente circostante;
- utilizzo di nastri trasportatori chiusi e in depressione;
- utilizzo di impianti di nebulizzazione ad acqua, oppure sbarramenti ad aria forzata, nelle tramogge e nei punti di caricamento e/o smistamento dei nastri, unitamente alla loro depressurizzazione;
- ottimizzazione della gestione delle modalità operative.

Scenari di traffico (terrestre, fluviale e marittimo). Con la trasformazione della centrale saranno necessarie notevoli quantità di combustibile e discrete quantità di reagenti (calcare e urea) e si avrà una elevata produzione di sottoprodotti solidi da movimentare (in particolare gesso e ceneri). La scelta di movimentare il carbone, il gesso, il calcare e le ceneri, per le vie d'acqua (fiume Po - fiume Po di Levante - mare Adriatico) consentirà di contenere il traffico di automezzi sulla rete stradale.

Le navi che mediamente attraccheranno al terminale flottante localizzato al largo della foce del Po di Levante, a circa 3 miglia dalla costa (considerando per il carbone anche il fabbisogno di Fusina e Marghera), saranno all'incirca:

- 65 navi/anno carboniere da circa 100.000 t (si è fatta una media tra navi "Cape Size" da 130.000 t e navi "Panamax" da 80.000 t);
- 28 navi/anno da 5.000 t per il trasporto di calcare;
- 29 navi/anno da 8.000 t per il trasporto di gesso;
- 88 navi/anno da 5.000 t per il trasporto di ceneri.

Delle 65 navi di carbone in arrivo, circa 15 saranno interamente destinate a Porto Tolle e saranno scaricate completamente, mentre circa 50 navi saranno alleggerite (allibate) al 50% per poi proseguire con destinazione Fusina.

Le chiatte fluvio-marine che percorreranno le vie d'acqua dalla centrale al terminale flottante saranno, circa:

- 1.334 /anno da circa 3.000 t per il trasporto di carbone;
- 47 /anno da circa 3.000 t per il trasporto di calcare;
- 9 /anno da circa 1.200 t per il trasporto di urea;
- 77 /anno da circa 3.000 t per il trasporto di gesso;
- 147 /anno da circa 3.000 t per il trasporto di ceneri.

Per assicurare il trasferimento dei materiali da e per Porto Tolle saranno necessari circa 5 trasporti/giorno su chiatte (8-9 in condizioni di punta) ripartiti su 300 giorni/anno.

Per l'approvvigionamento del combustibile da biomasse vegetali sotto forma di cippato, si prevede il conferimento in centrale mediante autocarri di capacità di 28 t. Complessivamente, sono previsti 12.500 camion/anno, di circa 40 camion/giorno per 300 giorni/anno.

Per l'approvvigionamento del combustibile di avviamento (olio combustibile STZ e gasolio), si prevede il conferimento in centrale mediante autocisterne. Complessivamente sono previsti 500 trasporti/anno.

Inoltre, allo scopo di favorire gli stabilimenti locali, è prevista la fornitura di una certa quantità di ceneri secche ai cementifici e agli impianti di betonaggio situati in zone limitrofe alla centrale.

Prevenzione incendi. Il progetto dell'impianto è realizzato in accordo ai criteri di prevenzione incendi.

Prevenzione dell'autocombustione del carbone. E' basata sulla limitazione dei tempi di stoccaggio e sulla limitazione dell'ingresso dell'aria all'interno del cumulo di carbone tramite una buona compattazione.

Il sistema di movimentazione del carbone (nastri e torri) sarà protetto con un sistema di rilevazione incendi a bulbi di quarzo o a termocoppie sensibili e con un sistema di impianto antincendio ad acqua frazionata in corrispondenza delle torri. Sistemi di ventilazione assicureranno il ricambio d'aria per prevenire la formazione di miscele esplosive di gas e aria.

Le biomasse vegetali legnose potranno essere soggetto ad incendio a seguito dell'auto-combustione. Per prevenire il rischio si attueranno le seguenti misure:

1. il legname vecchio sarà asportato dalla base dei cumuli;
2. il legname non rimane stoccato per un tempo superiore ad un mese;
3. la qualità delle schegge è controllata in termini di percentuale di materiale sottile;
4. i cumuli vengono umidificati regolarmente.

Lungo le corsie di separazione dei cumuli e le strade perimetrali sono posizionati idranti, idranti sottosuolo e monitori ad acqua autoscillante. La durata della vita dell'impianto di produzione è prevista in 25-30 anni.

Gli interventi di dismissione elimineranno gli impianti industriali, i fabbricati civili e le installazioni interrato per ripristinare il piano campagna stesso.

MOTIVAZIONI DEL PROGETTO E ALTERNATIVE

a) L'alternativa zero

L'alternativa zero al progetto di conversione a carbone della Centrale di Porto Tolle è il mantenimento dell'impianto nella sua attuale configurazione. La Centrale di Porto Tolle è oggi costituita da quattro sezioni termoelettriche da 660 MW alimentate da olio combustibile STZ.

L'impianto di Porto Tolle è assoggettato ai limiti alle emissioni fissati dal decreto 12 luglio 1990. La sezione 4 è stata dichiarata "*ambientalizzata*" con nota trasmessa al Ministero dello Sviluppo Economico in data 17 gennaio 2000. In data 13 giugno 2003, era stato emanato il provvedimento interministeriale con il quale, ai sensi del decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25, convertito nella legge 17 aprile 2003, n. 83, era stato approvato il piano transitorio di utilizzo delle sezioni 1, 2 e 3 della Centrale di Porto Tolle in deroga ai limiti fissati dal decreto 12 luglio 1990. Conseguentemente, le sezioni 1, 2 e 3 dell'impianto sono state esercitate dal 1° gennaio 2002 al 31 dicembre 2004 in forza di tale provvedimento interministeriale.

Dal 1° gennaio 2005, le sezioni della Centrale di Porto Tolle rispettano i seguenti limiti alle emissioni in atmosfera: SO_2 400 mg/Nm³, NO_x 200 mg/Nm³, polveri 50 mg/Nm³, CO 250 mg/Nm³.

Tale condizione di esercizio si è resa possibile attraverso azioni di carattere gestionale, in particolare con l'utilizzo di combustibili a bassissimo tenore di zolfo (olio combustibile STZ) e assetti ottimizzati per ridurre, nella fase di combustione in caldaia, la formazione degli ossidi di azoto (intervento impiantistico in caldaia del tipo "*OFA*" e "*reburning*" sulle sezioni 1 e 4 e realizzazione di un assetto di combustione "*BOOS*" ottimizzato con modifica dei bruciatori e modulazione del carico sulle sezioni 2 e 3). L'esercizio della centrale viene effettuato coerentemente ai contenuti della legge 27 ottobre 2003, n. 290 per quanto riguarda il mantenimento in stato di perfetta efficienza degli impianti di generazione, nell'ottica della sicurezza e della funzionalità del settore elettrico.

Se il progetto in valutazione non dovesse ottenere il parere positivo di compatibilità ambientale e la successiva autorizzazione, lo scenario di riferimento sarebbe quello di una centrale funzionante utilizzando olio combustibile STZ standard con tenore di zolfo inferiore allo 0,25% che, essendo caratterizzato da ridotte disponibilità ed elevati costi di approvvigionamento, determinerebbe un esercizio delle sezioni stesse condizionato dai conseguenti elevati costi di generazione. Considerato che il prezzo medio attuale dell'STZ varia tra 320 e 360 Euro/tonnellata, ciò comporta un'incidenza sui prezzi di produzione, per i soli costi del combustibile, tra 70 e 78 Euro/MWh. Il prezzo medio 2005 dell'energia sul mercato elettrico italiano è stato di 64 Euro/MWh. La sola quota del costo del combustibile STZ sul prezzo del MWh prodotto a Porto Tolle eccede la media delle ore fuori picco di un qualsiasi giorno del mercato elettrico italiano.

I dati di produzione della Centrale di Porto Tolle degli ultimi anni riflettono i prezzi dei combustibili liquidi e la flessione della produzione elettrica è un eloquente indicatore della correlazione esistente tra i due, in un mercato competitivo quale quello italiano dal 31 marzo 2004, data di inizio del mercato elettrico. Il dato di produzione stimato per il 2006 è una diretta conseguenza della crisi degli approvvigionamenti del gas russo e dei provvedimenti legislativi di cui al DM 25 gennaio 2006, n. 19 per l'uso prioritario di combustibili liquidi.

Anno	2001	2002	2003	2004	2005	2006 ^(*)
TWh	11,1	10,7	6,3	4,5	1,6	2,7

(*) Valore di produzione attesa che tiene conto della maggiore produzione conseguente alla crisi del gas e al provvedimento di cui al DM 19/06 per l'uso dei combustibili liquidi

Poiché le più autorevoli previsioni attuali non indicano sostanziali miglioramenti nello scenario futuro dei prezzi dei combustibili derivati dal petrolio, la situazione non potrà che aggravarsi. Se si considera poi il naturale invecchiamento del macchinario di centrale è logico pensare che il combinato disposto dei due atti non potrà che portare ad una utilizzazione più che marginale della centrale.

Le analisi previsionali sull'andamento del futuro mercato elettrico e il nuovo scenario del mercato elettrico in Italia hanno indotto Enel a rivedere i progetti di adeguamento ambientale e di trasformazione di alcune centrali termoelettriche, con l'obiettivo di avviare interventi atti a migliorare l'efficienza produttiva, la diversificazione delle fonti energetiche e l'eccellenza ambientale. In questo programma rientra la Centrale di Porto Tolle, le cui previsioni di funzionamento, in mancanza di un tempestivo intervento di recupero sui costi di produzione, indicano una rapida diminuzione a pochissime ore l'anno. Infatti l'attuale impianto non è competitivo in termini di rendimento e di costo del kWh poiché alimentato a olio combustibile STZ come sopra visto e pertanto, come evidenziato nella tabella della produzione al 2005 e attesa per il 2006, l'impianto va progressivamente e tendenzialmente incontro ad un "derating" in tempi medio-brevi. L'olio combustibile in uso è STZ, basso (letteralmente senza) contenuto in zolfo, che arriva all'impianto tramite l'esistente oleodotto.

Sulla base degli elementi economici fondamentali ora esposti non è nemmeno possibile ipotizzare interventi minori che possano portare ad un miglioramento della situazione fermo restando l'alimentazione ad olio combustibile dell'impianto.

Perciò, proprio in considerazione delle ragioni sopra richiamate, occorre sottolineare che la soluzione prescelta da Enel di aggiornamento del progetto di conversione a carbone assume rilevanza anche sotto il profilo della compatibilità con gli indirizzi della programmazione energetica regionale, peraltro già esaminati nel contesto del Quadro di Riferimento Programmatico del SIA al paragrafo 2.1.3.9 "Documento preliminare di Piano Energetico Regionale (PER)": a riepilogo e ad integrazione di tale disamina si riporta quanto segue.

Nella parte quarta del documento preliminare di Piano Energetico Regionale (PER), contenente le valutazioni relative agli scenari di sviluppo della richiesta energetica della Regione Veneto e alle potenzialità di sviluppo delle risorse energetiche rinnovabili e dell'impiego energetico dei rifiuti, la previsione del consumo elettrico della Regione Veneto al 2010 veniva stimato 34.900 GWh/anno, attenendosi all'ipotesi di "crescita alta" sviluppata dall'ENEA.

Per assicurare la copertura di tale fabbisogno regionale di energia elettrica, poiché al momento della stesura della parte quarta del documento preliminare di Piano Energetico Regionale vi era incertezza sull'assetto futuro della Centrale di Porto Tolle - in particolare l'ipotesi dell'ambientalizzazione con il mantenimento dei 2.640 MW di potenza installata, prevista dal protocollo d'intesa stipulato tra Enel e Regione Veneto in data 25 marzo 2003, stava già per essere superata dalla più recente proposta della conversione a carbone con l'utilizzo della tecnologia del carbone pulito - non era possibile delineare un unico quadro futuro e pertanto sono stati ipotizzati tre diversi possibili scenari posti in relazione con l'operatività di Porto Tolle: assumendo il primo una chiusura o sospensione completa, il secondo una produzione al 50% della potenza attuale (vale a dire 1.320 MW) e il terzo la completa disponibilità della capacità produttiva (2.640 MW). Fermo restando il ruolo fondamentale attribuito nel documento preliminare "PER" alla corretta gestione del sito energetico di Porto Tolle al fine di limitare l'installazione di nuove centrali termoelettriche e anche a prescindere dall'entrata in esercizio dei quattro nuovi impianti a ciclo combinato che avevano procedimenti autorizzativi

avviati. L'attuale aggiornamento del progetto di conversione a carbone con funzionamento a tre gruppi anziché quattro e quindi con una potenza installata di 1.980 MW appare già in linea con tale strategia: più precisamente si verrebbe a prospettare una situazione futura che si colloca in posizione intermedia tra lo scenario 2, che configura un potenziale equilibrio tra domanda e offerta di energia con un piccolo deficit energetico del 5,2% della domanda, e lo scenario 3, che configura una situazione di esubero della produzione rispetto al fabbisogno regionale per circa 4.443,2 GWh/anno.

b) La scelta: il carbone

La scelta progettuale di sostituire l'alimentazione ad olio combustibile con quella a carbone è basata sulla competitività economica dell'impianto oltre che di riequilibrio delle fonti energetiche. Il carbone è oggi considerato la fonte primaria per la produzione di energia elettrica dato il basso costo per unità termica e le grandi riserve accertate in tutto il mondo.

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica da carbone, in Italia si registra un dato molto modesto rispetto agli altri paesi più industrializzati, fatta eccezione per la Francia, che però può contare su una preponderante produzione di energia nucleare.

La produzione di energia elettrica da gas naturale è fra le più elevate in Italia, anche più della Gran Bretagna che però vanta anche una rilevante incidenza del carbone e del nucleare e può attingere dai giacimenti nazionali del Mare del Nord.

Una riduzione dei costi di produzione, la stabilità della fornitura in relazione ai costi e alla disponibilità, costituiscono motivi fondamentali per garantire la sicurezza della fornitura di energia elettrica al Paese.

Nei Paesi avanzati il carbone non è certo una risorsa marginale o superata; esso è caratterizzato da:

- grandi riserve accertate in più di 100 Paesi al mondo;
- possibilità di approvvigionamento da paesi politicamente stabili (Russia, Stati Uniti, Sud Africa, Australia, Polonia, etc.);
- basso costo per unità termica prodotta rispetto all'olio combustibile e al gas naturale;
- facilità di trasporto via mare in siti costieri;
- esclusione del carbone fossile dall'elenco delle sostanze pericolose per il trasporto via mare.

Gli impianti tecnologicamente più avanzati sono di tipo supercritico a polverino di carbone (tecnologia prescelta per la centrale di Porto Tolle già recentemente installati in Germania e in Danimarca).

Essi prevedono l'utilizzo di caldaie ultrasupercritiche in grado di controllare le emissioni inquinanti e di ottenere elevati rendimenti termodinamici ed un notevole risparmio di combustibile.

La tecnologia del carbone di recente sviluppo è considerata tecnologia del "carbone pulito".

c) Il sito di Porto Tolle

La scelta della conversione a carbone per la Centrale di Porto Tolle si inquadra nel programma generale di Enel di riconversione degli impianti, che ha finora privilegiato le centrali ad olio comb. con unità da 660 MW. Essa si afferma come opzione praticabile con positivi risultati, anche dal punto di vista ambientale, nel sito di Porto Tolle. La presenza di un sistema idroviario in comunicazione con la laguna veneta e il Mare Adriatico rende possibile l'approvvigionamento del carbone, dei reagenti (calcare) e lo smaltimento/cessione dei sottoprodotti (gesso e ceneri). La conversione a carbone con un impianto moderno ad elevate prestazioni, comporta inoltre i seguenti vantaggi:

- si riutilizza un sito esistente evitando nuova sottrazione di territorio;
- si garantisce e si rafforza l'attuale occupazione di centrale (300 addetti ad oggi) anche in considerazione delle nuove attività di gestione delle banchine;
- si rende nuovamente competitivo l'impianto;
- si rilanciano significativamente le attività dell'indotto;
- si riducono gli scarichi termico e idrico;
- si riutilizzano apparecchiature e materiali esistenti con riduzione dei costi d'investimento, circa 30%;
- si riutilizzano le infrastrutture elettriche (stazioni, linee, etc.) e quindi non è necessaria la realizzazione di nuove linee di trasmissione;
- si creano le premesse per una riduzione delle tariffe e per una ottimizzazione del mix di combustibili a livello nazionale con conseguente vantaggio strategico per l'Italia.

La riutilizzazione delle esistenti infrastrutture, oltre che ridurre il “vulnus” al territorio, comporta anche un sensibile vantaggio economico, con un costo di investimento che risulta circa il 70% di quello di una analoga centrale costruita ex-novo.

Si deve inoltre considerare che la posizione della Centrale di Porto Tolle e la sua collocazione nella rete elettrica nazionale ne fanno un punto strategico fondamentale, per la vicinanza ai luoghi di assorbimento e per la stabilità del servizio.

FASE DI CANTIERE.

L'area necessaria per il cantiere è di circa 200 mila metri quadri più un'altra area di 140.000 derivante dalla demolizione di un'altra area di quattro serbatoi dell'olio combustibile.

L'ingresso al cantiere è previsto in corrispondenza della strada di accesso alla centrale nelle vicinanze dell'ingresso attuale. Sono previste attività di:

1. movimentazione di terra all'interno dell'area
2. demolizione e smontaggio
3. scoibentazione di manufatti ed apparecchiature

Materiale impiegato per le opere civili. La fornitura di materiali inerti e calcestruzzi deriverà dal ricorso a cave locali e a centrali di betonaggio locali. I componenti elettromeccanici da montare sono circa 180 mila tonn; 400 mila metri quadri di superficie saranno da coibentare.

I quantitativi di acqua necessari per gli usi industriali e potabili sono stimati in 550 mila metri cubi annui e prelevati dal fiume Po. L'acqua potabile deriverà dall'impianto di potabilizzazione interna.

Si stima una durata complessiva di cantiere di 62 mesi dalla data di apertura.

Interferenze indotte. Il movimento di terra complessivo è di circa 150 mila metri cubi provenienti dagli scavi destinati ad accogliere le opere civili.

Saranno prodotti rifiuti solidi che derivano dall'attività di demolizione costituiti da:

1. scoibentazione di lana di roccia e lamierino (300 mila metri cubi di superficie);
2. amianto limitato ai quantitativi presenti sui setti rompifiamma delle passerelle portatavi stimato cautelativamente in qualche tonnellata;
3. materiali ferrosi derivanti dalla demolizione di tubazioni, apparecchiature elettromeccaniche e strutture metalliche (100 mila tonn)
4. cemento armato proveniente dalle demolizioni civili che sarà riutilizzato dopo inertizzazione per quantitativi di 60 mila tonn.

L'impatto sulla qualità dell'aria consiste in un aumento della polverosità nelle immediate vicinanze del cantiere. Vanno aggiunti gli inquinanti gassosi provenienti dal traffico.

Sarà attuata l'asfaltatura di strade piazzali allo scopo di limitare l'impatto. Gli scarichi liquidi di tipo civile saranno stimabili in 600 metri cubi al giorno ed avviati all'impianto di depurazione.

Traffico. La composizione del traffico veicolare è articolato in veicoli leggeri e traffico pesante durante l'arco della giornata. Si ottimizzeranno le lavorazioni rendendo graduale le variazioni di presenza sia di mezzi che di uomini.

2.3 Quadro di Riferimento Ambientale

L componenti ambientali analizzate sono:

1. atmosfera

2. ambiente idrico
3. sottosuolo
4. flora e fauna
5. ecosistemi terrestri ed acquatici
6. salute pubblica
7. rumore
8. vibrazioni

L'area vasta analizzata è stata circoscritta entro un'area 25x24 km intorno alla centrale.

Atmosfera. L'area del delta del Po presenta un clima subcostiero continentale con una spiccata affinità per quello tipico della Pianura Padana con forte escursione annua per elevate temperature e nebbie estese. L'area in esame rientra fra i "climi temperati" di tipo C, in particolare si tratta di clima subcontinentale con estati calde ed inverni rigidi.

Valutazioni previsionali delle immissioni dovute alla centrale

Le valutazioni sulle ricadute al suolo sono state aggiornate dal CESI nel documento integrativo "*CTE Porto Tolle: Analisi degli impatti sulla qualità dell'aria nella configurazione a tre gruppi a carbone*", del 8/09/2006.

Le ricadute sono analizzate in termini sia di concentrazioni sia di deposizioni al suolo per macro e microinquinanti. Di questi ultimi si forniscono le stime dei tempi d'accumulo nei suoli.

Le stime delle ricadute al suolo sono state condotte tramite l'applicazione di modelli meteorologici e di dispersione atmosferica. Le simulazioni di lungo periodo sono state effettuate mediante l'applicazione di un modello di dispersione gaussiano.

Inoltre lo studio è stato supportato da applicazioni di breve periodo di un modello meteorologico tridimensionale e di un modello di dispersione a particelle per approfondimenti relativi a condizioni meteorologiche critiche per la dispersione degli inquinanti.

L'applicazione modellistica ha simulato l'esercizio dell'impianto, cautelativamente considerato funzionante in continuo per 8.760 ore/anno, anziché per le 7.000 ore/anno previste dal progetto. I risultati ottenuti sono pertanto direttamente confrontabili con quelli riportati nel precedente SIA.

Concentrazione al suolo di macroinquinanti

Per tutti i parametri le concentrazioni massime calcolate risultano sempre ampiamente inferiori ai limiti previsti dalla normativa:

SO₂ – biossido di zolfo

- La **media annuale** delle concentrazioni di biossido di zolfo evidenzia aree di massima ricaduta a nordovest, sud-ovest e sud-est dell'impianto, in corrispondenza delle più frequenti direzioni del vento in quota. Dal raffronto con la rosa dei venti è possibile anche notare come il legame tra concentrazione al suolo e frequenza di direzione del vento non sia biunivoco. E' possibile, infatti, che a diverse direzioni del vento siano correlate differenti condizioni di dispersione, più o meno favorevoli all'efficace diluizione dei fumi prima del loro impatto al suolo. E' possibile quindi che ad una direzione del vento frequente non sia associata un'impronta nelle mappe di concentrazione al suolo come, nel caso in esame, avviene per il settore di nord est. I venti di bora provenienti da tale settore, spesso caratterizzati da notevoli intensità, consentono un'efficace dispersione dei fumi, con conseguente limitata ricaduta al suolo degli inquinanti.

La normativa vigente prevede un valore limite di 20 µg/m³, notevolmente superiore al valore massimo di 0,18 µg/m³ delle ricadute attribuibili all'impianto, localizzato a circa 7 km NW dalla centrale.

- La mappa del percentile 99,1781 delle concentrazioni medie giornaliere, **corrispondente alla concentrazione giornaliera da non superarsi per più di 3 giorni/anno**, presenta aree di massima ricaduta a NW, SW ed a SE della centrale, con un massimo assoluto di $3,0 \mu\text{g}/\text{m}^3$ a fronte di un valore limite di $125 \mu\text{g}/\text{m}^3$.
- La mappa del percentile 99,7260 delle concentrazioni medie orarie, **corrispondente alla concentrazione giornaliera da non superarsi per più di 24 ore/anno**, presenta aree di massima ricaduta a NW, SW ed a SE della centrale, con un massimo assoluto di $19,4 \mu\text{g}/\text{m}^3$ a fronte di un valore limite di $350 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

NO_x-NO₂ – Ossidi di azoto

- La **media annuale** delle concentrazioni di biossido d'azoto evidenzia aree di massima ricaduta a nordovest, sud-ovest ed a sud-est. Come per il biossido di zolfo, dal raffronto con la rosa dei venti è possibile notare come il legame tra concentrazione al suolo e frequenza di direzione del vento non sia biunivoco.
E' possibile, infatti, che a diverse direzioni del vento siano correlate differenti condizioni di dispersione, più o meno favorevoli all'efficace diluizione dei fumi prima del loro impatto al suolo. E' possibile quindi che ad una direzione del vento frequente non sia associata un'impronta nelle mappe di concentrazione al suolo come, nel caso in esame, avviene per il settore di nord est. I venti di bora provenienti da tale settore, spesso caratterizzati da notevoli intensità, consentono un'efficace dispersione dei fumi, con conseguente limitata ricaduta al suolo degli inquinanti. La normativa vigente prevede per tale parametro un valore limite di $40 \mu\text{g}/\text{m}^3$ notevolmente superiore al valore massimo delle ricadute di $0,14 \mu\text{g}/\text{m}^3$ attribuibili all'impianto, localizzato a circa 7 km NW dalla centrale, e in quella proposta.
- La mappa del percentile 99,7945 delle concentrazioni medie orarie di biossido d'azoto, **corrispondente alla concentrazione oraria da non superarsi per più di 18 ore/anno**, presenta aree di massima ricaduta a NW, SW ed a SE della centrale, con un massimo assoluto di $15 \mu\text{g}/\text{m}^3$ nella configurazione a tre gruppi a fronte di un limite di $200 \mu\text{g}/\text{m}^3$.
- Per quanto concerne gli ossidi d'azoto totali, il valore massimo delle concentrazioni **medie annuali** è di $0,18 \mu\text{g}/\text{m}^3$ a fronte di un limite di $30 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

Particolato

I sistemi d'abbattimento delle polveri sono tali da trattenere la quasi totalità delle polveri di dimensioni maggiori di $10 \mu\text{m}$. Pertanto, le simulazioni sono state condotte assumendo, a titolo cautelativo, tutto il particolato emesso come PM₁₀.

- La **media annuale** delle concentrazioni di PM₁₀ evidenzia aree di massima ricaduta a nord-ovest, sudovest ed a sud-est. La normativa vigente prevede per tale parametro un valore limite di $40 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per la fase I e di $20 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per la fase II, notevolmente superiori al valore massimo delle ricadute di $0,03 \mu\text{g}/\text{m}^3$ attribuibili all'impianto, localizzato a circa 7 km NW dalla centrale. Come per i precedenti inquinanti, dal raffronto con la rosa dei venti è possibile notare come il legame tra concentrazione al suolo e frequenza di direzione del vento non sia biunivoco. E' possibile, infatti, che a diverse direzioni del vento siano correlate differenti condizioni di dispersione, più o meno favorevoli all'efficace diluizione dei fumi prima del loro impatto al suolo. E' possibile quindi che ad una direzione del vento frequente non sia associata un'impronta nelle mappe di concentrazione al suolo come, nel caso in esame, avviene per il settore di nord est. I venti di bora provenienti da tale settore, spesso caratterizzati da notevoli intensità, consentono un'efficace dispersione dei fumi, con conseguente limitata ricaduta al suolo degli inquinanti.
- La mappa del percentile 90,4110 delle concentrazioni medie giornaliere di particolato fine, corrispondente alla **concentrazione giornaliera da non superarsi per più di 35 giorni/anno**, presenta aree di massima ricaduta a NW, SW ed a SE della centrale, con un massimo assoluto di $0,10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ contro un valore limite di $50 \mu\text{g}/\text{m}^3$.
- La mappa del percentile 98,0822 delle concentrazioni medie giornaliere di particolato fine, corrispondente alla **concentrazione giornaliera da non superarsi per più di 7 giorni/anno**, presenta aree di massima ricaduta a NW, SW ed a SE della centrale, con un massimo assoluto di $0,19 \mu\text{g}/\text{m}^3$ contro un valore limite di $50 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

Monossido di carbonio

- L'evoluzione della tecnologia dei sistemi di combustione nei grandi impianti ha notevolmente limitato l'emissione di monossido di carbonio, inquinante la cui presenza è direttamente proporzionale all'inefficienza del processo di combustione. Pertanto, le concentrazioni presenti alle emissioni degli impianti moderni sono molto limitate in confronto a quelle tipiche del passato. Il valore massimo per l'impianto qui considerato, di 150 mg/Nm³, consente d'ottenere grazie alla dispersione dei fumi, valori in aria ambiente dell'ordine dei µg/m³, a fronte di un valore limite di 10 mg/m³ in termini di media della massima giornaliera su otto ore (D.M. del 02 aprile 2002, n° 60). A titolo d'esempio, la massima concentrazione oraria prevista dal modello nell'aria di studio (parametro ben più stringente di quello di legge) è di 45 µg/m³, evidenziando come l'origine dei livelli d'inquinamento in aria ambiente sia attribuibile ad altre tipologie di sorgenti.

Approfondimenti modellistici – modello a particelle

Il presente paragrafo riporta l'aggiornamento dei risultati delle simulazioni modellistiche di episodi estivi ed invernali illustrati rapporto CESI A5023405 allegato al capitolo 4 dello studio d'impatto ambientale. Allo scopo d'integrare le valutazioni di lungo periodo condotte con un modello gaussiano, il proponente ha provveduto ad applicare strumenti modellistici avanzati (un ricostruttore di campi meteorologici tridimensionali ed un modello di dispersione a particelle) per valutare le concentrazioni al suolo dei macroinquinanti emessi dalla centrale nelle condizioni meteorologiche più sfavorevoli alla loro dispersione. Le applicazioni modellistiche sono relative a due periodi di due giorni ciascuno - il primo nella stagione invernale ed il secondo in quella estiva. Ognuno è rappresentativo di situazioni non riproducibili con un modello gaussiano e di condizioni meteorologiche avverse alla dispersione degli inquinanti; in particolare l'episodio invernale rappresenta una condizione di accumulo d'inquinanti al suolo a seguito di un periodo di alcune ore di calma di vento o vento debole, mentre l'episodio estivo rappresenta innalzamenti delle concentrazioni riconducibili alla riduzione dei fenomeni convettivi nelle ore serali, immediatamente dopo il tramonto del sole. La conseguente riduzione dell'altezza dello strato rimescolato aumenta la concentrazione degli inquinanti in esso contenuti, poiché la medesima massa emissiva risulta diluita in un minor volume. Per la ricostruzione dei campi delle variabili meteorologiche è stato impiegato il modello MINERVE, mentre per la ricostruzione del trasporto e della diffusione degli inquinanti è stato impiegato il modello SPRAY. Nel seguito sono riportate esclusivamente gli aggiornamenti rispetto a quanto presentato nel citato rapporto, cui si rimanda per quanto non esplicitamente riportato in questa sede.

Simulazione del trasporto e della diffusione degli inquinanti. Le simulazioni di 48 ore fanno riferimento ai seguenti periodi:

- periodo invernale (dalle ore 0 del 22/01/04 alle 24 del 23/01/04)
- periodo estivo (dalle ore 0 del 16/07/04 alle ore 24 del 17/07/04)

Per entrambe sono state calcolate le serie orarie delle concentrazioni al suolo di SO₂, NO_x e PM₁₀ con l'impianto esercito nella configurazione proposta a tre gruppi.

Il modello SPRAY ricostruisce due episodi critici nel periodo: alle ore 19 del 22 gennaio ed alle ore 03 del 23 gennaio. Nella giornata del 22 Gennaio avviene un accumulo d'inquinanti al suolo a seguito di un periodo di alcune ore di calma di vento o vento debole (con intensità inferiore a 2 m/s), mentre nella giornata successiva l'accumulo, di minor rilevanza, è riconducibile ad una inversione della direzione del vento.

In tali occasioni, le concentrazioni di picco risulterebbero essere:

- 20 µg/m³ per entrambi SO₂ ed NO_x (valori limite *short-term* di 125 e 200 µg/m³, rispettivamente);
- 3,5 µg/m³ per il particolato fine (valore limite *short-term* di 50 µg/m³).

Deposizioni e accumulo di macro-inquinanti al suolo

La metodologia utilizzata nella redazione dello studio d'impatto ambientale, ed i medesimi input meteorologici, sono stati riapplicati nelle valutazioni per la stima delle deposizioni e dell'accumulo di macroinquinanti al suolo. Il periodo di funzionamento della centrale, preso a riferimento per le elaborazioni, è stato di 7'000 ore/anno.

Le valutazioni sono relative a SO₂, ossidi di azoto (l'emissione è stata assunta di biossido di azoto - NO₂) e particolato totale. Per SO₂ e particolato, la deposizione totale è data dalla somma dei contributi di deposizione secca e umida; per NO₂ la deposizione totale equivale a quella secca, poiché la deposizione per

via umida di questo inquinante può essere considerata trascurabile. La seguente Tabella riassume i valori di deposizione totale annuale, calcolati nei punti di massima ricaduta.

Deposizioni totali annue massime di dominio.

COMPOSTO	Deposizione totale g/m²/anno
Ossidi di zolfo (espressi come S equivalente)	0,48
Particolato	0,91
Ossidi di azoto (espressi come N equivalente)	0,0066

L'importanza dei due processi di deposizione è differente tra gli inquinanti, ne consegue che:

- per SO₂ e polveri le deposizioni massime si riscontrano nelle immediate vicinanze dell'impianto,
- per i composti azotati le deposizioni massime sono localizzate a circa 7 km a NW.

Qualità dell'aria.

L'area si colloca nella classe "clima umido" senza deficienza idrica tutto l'anno. Lo stato attuale di qualità dell'aria è monitorato dalla rete Enel costituita da otto postazioni; per il futuro è previsto il trasferimento ad Arpav (Cfr. prescrizioni). Le fonti di inquinamento sono: traffico veicolare, riscaldamento, attività agricole, attività produttive attinenti al settore agricolo ed ittico. Sono stati analizzati i parametri: SO₂, NO₂, particolato (PM₁₀, PM_{2,5}); ed inoltre microinquinanti metallici.

- SO₂. E' evidenziato un ampio rispetto dei limiti con evidente tendenza alla diminuzione negli ultimi due anni in tutte le postazioni della rete.
- NO₂. I valori rilevati mostrano che per questo parametro il limite è ampiamente rispettato. Si evidenzia un trend migliorativo in tutte le postazioni. Sono da rilevare variazioni di concentrazioni giornaliere legate alle condizioni meteorologiche e al traffico. La fonte maggiore di inquinamento è la strada statale Romea; l'apporto della centrale è trascurabile.
- Particolato. I valori limite sono sempre ampiamente rispettati rimanendo al di sotto del 25%. Sono da evidenziare variazioni di concentrazione giornaliera legate alle attività antropiche e locali, concentrazioni meteorologiche a turbolenza atmosferica.

Metalli pesanti nel particolato:

- Piombo: I valori misurati sono risultati inferiori ai limiti di norma;
- Mercurio - manganese – vanadio: le concentrazioni sono risultate sempre inferiori ai valori limite previsti dalle Linee Guida stabilite dall'Organizzazione Mondiale della Sanità;
- Arsenico - Cadmio – Nichel: i valori riscontrati sono all'interno dei limiti annuali indicati dalla Direttiva Comunitaria 2004/107/CE;
- Berillio – cromo: sono inferiori al limite di rilevabilità analitica;
- Cobalto – rame, antimonio etc.: sono inferiori ai limiti stabiliti dalla rilevabilità strumentale.

Per quanto riguarda gli Idrocarburi Policiclici Aromatici è stato evidenziato che le concentrazioni di Benzopirene sono inferiori ai limiti di norma.

Per quanto riguarda le diossine i risultati delle analisi chimiche hanno confermato che i valori sono ampiamente inferiori ai valori soglia definiti dalle linee guida dell'OMS.

- Secondo le valutazioni del proponente, la qualità dell'aria rispetta i valori limite fissati dalla vigente normativa. La valutazione della situazione pregressa e attuale non fornisce tuttavia un quadro particolarmente utile all'analisi in quanto la situazione pregressa era caratterizzata da una situazione con un quadro emissivo autorizzato molto diverso da quello attuale. I limiti più restrittivi sono stati applicati dal 1° gennaio 2005, tuttavia negli ultimi anni la produzione effettiva è stata molto inferiore a quella nominale (appena 1/10 nel 2005).

- Il futuro assetto della centrale di Porto Tolle prevede una forte riduzione delle emissioni di SO₂, NO_x, articolato e comporterà un ulteriore generale miglioramento della qualità dell'aria. Ci si aspetta una sensibile riduzione dei valori di SO₂, mentre la riduzione degli NO_x e delle polveri sarà meno evidente.

Riscaldamento acque. L'esercizio della centrale comporta lo smaltimento del calore residuo asportato dal ciclo di raffreddamento dell'impianto (soprattutto condensazione del vapore) in ambiente acquatico. La portata d'acqua necessaria è di 80 m³/s. Il progetto proposto prevede che nel nuovo assetto sia utilizzato l'attuale circuito dell'acqua di raffreddamento dei condensatori, senza alcuna modifica né alle opere di captazione e scarico né alle portate convogliate. Il progetto prevede una riduzione della quantità di calore smaltito nei corpi idrici del 15%.

Suolo e sottosuolo. La proposta di modifica dell'impianto non influenza la qualità del suolo e sottosuolo rispetto al valore dei microinquinanti in quanto le indagini effettuate hanno dimostrato che rientrano negli intervalli di fondo dei suoli agrari disponibili in letteratura.

Vegetazione, flora, fauna ed ecosistemi. L'area di interesse è caratterizzata dalla prevalenza dei coltivi (mais, frumento, barbabietola, pioppeto, riso ed erba medica). Nelle colture stagionali si nota una forte incidenza di vegetazione erbacea infestante.

In generale possiamo individuare nell'area 8 diverse unità ambientali vegetazionali, di seguito elencate:

- Spiagge a vegetazione della serie psammofila. Sono spiagge situate nell'entroterra che rimangono indisturbate per buona parte dell'anno. La serie vegetazionale vede il passaggio dalla sabbia nuda ai vari insediamenti di vegetazione alofila (tollerante verso la salinità) e psammofila (adatta a svilupparsi sulla sabbia). Tale tipo di vegetazione non rappresenta l'elemento dominante della zona del delta.
- Barene con vegetazione alofila. E' una forma di vegetazione che si estende limitatamente nell'area in esame.
- Barene con vegetazione moderatamente alofila. Si tratta di una forma di vegetazione che è presente lungo i corpi idrici in cui l'acqua marina si mescola a quella salata. Tra queste forme di vegetazione ritroviamo i canneti.
- Vegetazione ripariale igrofila delle acque interne. E' una forma di vegetazione che si ritrova lungo i corsi d'acqua lenta.
- Boschi ripariali. E' la vegetazione arborea - salici, pioppi - che si ritrova lungo i corsi d'acqua interni.
- Boschi di latifoglie caducifoglie. La specie caratteristica è la farnia che ha carattere mesofilo.
- Boschi di latifoglie sclerofille. Gli esempi di tale tipologia di flora sono il Bosco di Nordico, il Boscone della Mesola localizzati a Rosolina Mare, a Donada e a Contarina.

Fauna

- Dune. Nell'area del delta del Po esistono dune molto arretrate ove esistono 64 specie di uccelli, come l'averla piccola, l'usignolo e il beccamoschino
- Barene. Le barene sono importanti per molti uccelli acquatici come siti di riproduzione e luogo di rifugio. Si segnalano 59 specie ornamentali, fra cui le anatre, l'usignolo di fiume, il codone etc
- Vegetazione ripariale delle acque interne. La fauna in questo ambiente è varia ed abbondante, come la rana esculenta, la raganella, il tritone crestato etc..
- Aree boscate. Nei boschi del Delta del Po si segnalano 63 specie di uccelli, come aironi cinerini e guardabuoi.

Elementi rilevanti di ecosistema. Il delta del Po presenta diverse peculiarità dal punto di vista dell'ecosistema. La previsione di impatto per il progetto di modifica può basarsi su uno scenario futuro

sostanzialmente simile a quello attuale. Si può pertanto concludere che l'esercizio dell'impianto futuro non comporta elementi di preoccupazione per le componenti naturalistiche dell'area in esame.

Stato di salute della popolazione. L'analisi del tasso standardizzato di mortalità mostra che le cause di morte principali hanno la stessa distribuzione fra la popolazione che nelle rimanenti aree.

Le cause di mortalità che incidono maggiormente sono: le malattie del sistema circolatorio, seguite dai tumori e quelle dell'apparato respiratorio, i traumatismi e le malattie dell'apparato digerente.

In accordo con i risultati di un'indagine epidemiologica condotta alcuni anni or sono dal titolo "Valutazioni circa i possibili effetti sulla salute delle popolazioni limitrofe alla Centrale Enel di Porto Tolle in rapporto alla sua trasformazione con configurazione ad Orimulsion" emerge che non è possibile ipotizzare tra i dati di mortalità e l'attività dell'area esaminata alcuna correlazione.

Si evidenzia che lo stato attuale di salute della popolazione del delta è migliore di quella evidenziabile nelle aree viciniori.

Rumore e vibrazioni. La valutazione di impatto acustico è stata preceduta dalla valutazione dell'impatto acustico a pieno regime dei 4 gruppi in servizio e successivamente è stato stimato l'assetto futuro con i nuovi impianti in funzione. Quindi si è proceduto al confronto fra i risultati ottenuti per valutare gli eventuali incrementi di rumorosità. Dal confronto delle due rilevazioni emerge che la trasformazione della centrale induce un incremento di rumorosità non superiore a 1,5 dBA, compatibile con la normativa vigente.

Un documento del CESI "*C.le di Porto Tolle: - Analisi degli impatti sulla componente Rumore nella configurazione a tre gruppi a carbone*", trasmesso con la documentazione integrativa nel 2006, approfondisce questa componente ambientale.

Va rilevato che manca la zonizzazione acustica del territorio dell'area ove sorge l'impianto. L'area su cui è edificato l'impianto rientra in quelle definite dal DPCM 1° marzo 1991 "Zone esclusivamente industriali" con limite di accettabilità diurno e notturno di 70 dB(A); l'area circostante rientra invece nella tipologia di zone definita "tutto il territorio nazionale" con limite diurno di 70 dB(A) e limite notturno di 60 dB(A). Nell'ipotesi che in futuro il Comune di Porto Tolle approvi la zonizzazione acustica del territorio è ragionevole ipotizzare che l'area dell'impianto verrà collocata in classe VI (aree industriali) e l'area circostante nella classe III (area di tipo misto), con l'eventuale interposizione di due fasce di classe IV e V, per evitare il contatto diretto di aree i cui valori limite si discostino in misura superiore a 5 dB(A).

L'abitato di Pila sarà presumibilmente assegnato alla classe III (aree di tipo misto).

I livelli immissione specifica dell'impianto, previsti dal modello nell'assetto futuro presso i potenziali ricettori abitativi, sono risultati minori dei corrispondenti limiti notturni di zona. Inoltre, il contributo acustico dell'impianto lungo la recinzione risulta ovunque inferiore al limite di emissione della classe VI, pari a 65 dB(A), valido sia in periodo diurno che notturno.

Gli incrementi dell'immissione specifica dell'impianto, calcolati con il modello matematico all'esterno dei ricettori ubicati nell'intorno della centrale, che costituiscono una stima, ancorché a titolo indicativo, del valore del livello differenziale di immissione, non superano mai il valore del limite più restrittivo, pari a 3 dB(A), fatta eccezione per un punto, ove, peraltro, il contributo dell'impianto è assolutamente trascurabile rispetto al livello di rumore residuo notturno.

Gli incrementi del livello di immissione, stimati presso alcuni ricettori sede dei rilievi di rumore residuo, sono risultati < 1 dB(A).

Paesaggio. Il progetto di trasformazione della centrale pone particolare attenzione all'aspetto paesaggistico, curando il layout dell'impianto in maniera che sia il più possibile lineare e valorizzare i volumi di nuova costruzione in maniera tale che sia di colore unico, uniforme e sfumato verso l'alto. Il maggiore ingombro dei singoli gruppi è compensato dalla riduzione del n° dei gruppi e dalla demolizione di altre strutture; di rilievo la demolizione di voluminosi serbatoi per una capacità complessiva di circa 800.000 m³.

Radiazioni ionizzanti e non ionizzanti. Non vi sono radiazioni ionizzanti associate al processo in atto. Le uniche radiazioni possibili sono quelle elettromagnetiche indotte dai campi connessi con le linee aeree di trasporto dell'energia elettrica ad alta tensione.

4. SIC e ZPS: VALUTAZIONE DI INCIDENZA

Il proponente ha effettuato una valutazione di incidenza dei siti SIC e ZPS nell'intorno dell'area vasta della Centrale.

Sono state eseguite valutazioni modellistiche delle ricadute al suolo di SO₂, NO_x, e polveri derivanti dalle emissioni in atmosfera della Centrale nelle condizioni attuali e future.

Le valutazioni sono state eseguite anche in riferimento al DM 2 aprile 2002 n. 60 di recepimento della direttiva 1999/30/CE.

Dall'analisi dei dati risulta che le concentrazioni al suolo di NO_x, SO₂ e particolato sono più basse di quelle fissate dalla normativa per la protezione degli ecosistemi.

La situazione futura si può ritenere migliore dell'attuale con notevole riduzione dell'impatto sull'ambiente circostante al punto di farlo ritenere non significativo, ciò in virtù della filiera depurativa dei fumi, e come previsto dalla normativa 92/43/CEE "Habitat", tale da escludere le aree SIC e ZPS nel territorio circostante la Centrale da un'ulteriore valutazione di incidenza.

5. VALUTAZIONI SUL PROGETTO E SUL SIA

a) Il progetto di trasformazione della Centrale di Porto Tolle prevede l'uso di carbone come combustibile. Il carbone è il combustibile meno costoso. Esso, se usato in associazione con le migliori tecniche che permettono un abbattimento significativo delle emissioni in atmosfera di SO₂, NO_x e polveri e il recupero di risorse, permette il rispetto delle normative ambientali ed elevati rendimenti termici degli impianti.

A seguito delle modifiche impiantistiche previste dal progetto di trasformazione a carbone, insieme all'applicazione delle prescrizioni della Commissione, le tre nuove sezioni termoelettriche saranno in grado di garantire le condizioni sopra indicate.

A regime, risulterà, a parità di ore di funzionamento, rispetto ai quattro gruppi ad olio combustibile una forte riduzione delle emissioni:

EMISSIONI ED EFFLUENTI	Situazione attuale OCD	Dopo conversione a carbone Sezioni 1-2-3	Δ %
SO ₂ [mg/Nm ³]	400 ⁽¹⁾	100 ⁽²⁾	
SO ₂ totale [t/h]	2,72	0,6	-78
NO _x [mg/Nm ³ come NO ₂]	200 ⁽¹⁾	100 ⁽²⁾	
NO _x totale [t/h]	1,36	0,60	-56
CO [mg/Nm ³]	250 ⁽¹⁾	150 ⁽²⁾	
CO totale [t/h]	1,7	0,9	-47
Polveri [mg/Nm ³]	50 ⁽¹⁾	15 ⁽²⁾	
Polveri totali [t/h]	0,34	0,09	-73
Potenza dissipata dal circuito di raffreddamento [MWt]	3.120	1.990	-36
Acque di scarico da ITAR [m ³ /anno]	1.300.000	1.100.000	-16

(1) Riferito a gas normalizzati secchi riportati ad un tenore di ossigeno del 3%;

(2) Riferito a gas normalizzati secchi riportati ad un tenore di ossigeno del 6%.

Sarà inoltre migliorato e potenziato il sistema di controllo, in continuo e manuale.

Fra gli inconvenienti sono da segnalare: una maggiore visibilità del pennacchio (temperatura dei fumi più bassa dell'attuale e tenore maggiore di vapore acqueo) e l'emissione di NH₃, per la quale è stato fissato un limite molto basso, di 10 mg/Nm³.

Gli effetti positivi sono di gran lunga più rilevanti rispetto a quelli negativi.

Il carbone ha un ruolo strategico di rilievo, data l'ampia distribuzione geografica delle riserve localizzate in aree diverse da quella mediorientale, garantendo una maggiore e più sicura diversificazione negli approvvigionamenti.

La filiera depurativa adottata per il controllo delle emissioni in atmosfera appare idonea e conforme alle migliori tecniche disponibili. Essa agisce principalmente sui gas acidi (NO_x e SO₂) e sulle polveri contenute nei fumi. L'abbattimento delle polveri avviene dapprima mediante filtri a manica e quindi mediante lavaggio a umido; l'abbattimento dei gas acidi avviene dapprima tramite DeNO_x-SCR e successivamente nel desolfatore a calcare. Le polveri residue nei fumi depurati sono costituite soprattutto da calcare e gesso. La depolverazione e il lavaggio dei fumi consente inoltre l'abbattimento con buona resa dei microinquinanti organici ed inorganici e dell'ammoniaca in eccesso.

Il funzionamento ottimale dei sistemi di abbattimento dipende dalla progettazione, costruzione, gestione e monitoraggio. In sede di AIA dovranno essere fissati i sistemi di monitoraggio in continuo ed i limiti dei parametri operativi (temperatura, ΔP, portata, dosaggio reattivi, ...), fissando valori di allarme e di registrazione degli stessi. In merito la Commissione ha formulato specifiche prescrizioni da inserire in fase di rilascio dell'AIA.

La centrale così come proposta e con le prescrizioni della Commissione minimizza l'impatto ambientale, anche per quanto riguarda l'utilizzo di risorse.

E' di forte rilievo il recupero del gesso dalla desolfazione dei fumi (dalla neutralizzazione della SO₂ con calcare e, in parte, dalla distillazione degli spurghi liquidi), ponendosi in piena coerenza anche con la direttiva IPPC.

Per quanto riguarda il trasporto di materie prime è stato individuato dalla Commissione un percorso meno impattante, attraverso la Busa di Tramontana.

b) La politica energetica europea è condizionata dagli impegni assunti sui cambiamenti climatici con la ratifica del protocollo di Kyoto. In tale protocollo è stabilito l'obbligo per la UE di ridurre, entro il periodo compreso tra il 2008 e 2012, le emissioni di gas serra nella misura dell'8% rispetto ai livelli del 1990, fissandone la ripartizione fra i vari Stati Membri, secondo le diverse quote.

Al fine di contribuire al raggiungimento del tetto assegnato al settore termoelettrico, Enel ha programmato interventi a livello aziendale nel settore termoelettrico sulla base di una strategia flessibile, che include, oltre all'impiego di fonti rinnovabili anche progetti di riconversione, volti a garantire una maggiore diversificazione del mix dei combustibili e a migliorare il rendimento degli impianti, nei quali rientra anche la conversione a carbone della Centrale di Porto Tolle.

La scelta di adottare il carbone, rispetto ad es. al gas naturale, allontana la prospettiva di allineamento agli obiettivi di Kyoto. L'effetto negativo è in parte attenuato dal maggiore rendimento energetico previsto, rispetto al valore attuale. La Commissione ritiene peraltro che nella produzione di un bene di interesse pubblico primario come l'energia elettrica non possono non avere un ruolo fondamentale gli aspetti sociali ed economici connessi, mantenendo nel contempo un alto livello di salvaguardia ambientale. L'intervento progettuale porta ad un forte risanamento ambientale locale e nell'area vasta, rispetto alla situazione ante.

Considerato il ruolo sociale dell'energia elettrica, è importante considerare la sicurezza di approvvigionamento delle materie prime e dei combustibili: la diversificazione delle fonti di energia e i costi dell'energia elettrica prodotta rappresentano, infatti, punti irrinunciabili. La centrale proposta risponde pienamente a queste specifiche. La necessità del conseguimento del raggiungimento degli obiettivi di Kyoto non va posta in secondo piano. Si ritiene tuttavia che esso vada conseguito dando un maggior peso al controllo delle fonti di produzione dei singoli cittadini, eliminando sprechi ed attuando, fra l'altro, una politica che porti ad un uso più efficiente dei combustibili/carburanti fossili.

c) La Commissione rileva che la norma per cui gli impianti di produzione di energia elettrica devono essere alimentati a gas, metano o da altre fonti alternative di pari o minore impatto ambientale si applica nell'ambito dell'intero territorio dei comuni interessati dal Parco del Delta del Po. Si è pertanto affrontata la verifica della compatibilità del progetto della centrale con la L. R. 8 settembre 1997 n. 36 "Norme per

l'istituzione del parco Regionale del Delta del Po". Tale norma prevede: "Art. 30 - Impianti di produzione di energia elettrica e divieti in materia di estrazione di idrocarburi:

1. Nell'ambito dell'intero territorio dei comuni interessati dal Parco del Delta del Po si applicano le seguenti norme:

a) gli impianti di produzione di energia elettrica dovranno essere alimentati a gas, metano o da altre fonti alternative di pari o minore impatto ambientale."

Gli aspetti più importanti, ai fini della valutazione dell'impatto ambientale, che maggiormente differenziano i due tipi di combustibili (gas naturale e polvere di carbone) sono: 1) *emissioni in atmosfera*, 2) *trasporto dei materiali*, 3) *produzione di rifiuti*, 4) *consumo di acqua*.

1) *Emissioni in atmosfera*. L'alimentazione a carbone, con i limiti imposti dalla Commissione VIA, migliora in maniera netta le caratteristiche di emissione dei fumi rispetto al quadro autorizzato (1° gennaio 2005). Si evidenzia che:

- per quanto riguarda complessivamente i macroinquinanti $\text{NO}_x + \text{SO}_2$, la centrale a carbone (limiti imposti: 100 mg/N-m^3 per ciascuno) eguaglia il limite di concentrazione di una centrale corrispondente alimentata a gas; infatti, il limite di concentrazione per gli NO_x per i nuovi grandi impianti di combustione, fissato dalla direttiva europea 2001/80/CE, per i combustibili gassosi è 200 mg/N-m^3 , che è un valore doppio rispetto a quello prescritto per la centrale di Porto Tolle. Per i suoi minori impatti ambientali, è peraltro più accettabile l'emissione di SO_2 rispetto a NO_x : infatti, essa non causa eutrofizzazione delle acque e non è precursore della formazione di ozono nell'aria;
- per quanto riguarda le emissioni di polveri, la centrale a carbone sarebbe peggiorativa rispetto ad una alimentata a gas (limite di concentrazione 15 mg/Nm^3 , rispetto al valore di 5, fissato per le centrali alimentate a gas). Si deve tuttavia considerare che le polveri emesse sono costituite soprattutto da solfato e carbonato di calcio, inoltre con il sistema di abbattimento adottato, il valore effettivo sarà significativamente inferiore a quello imposto;
- per quanto riguarda le emissioni di NH_3 , la centrale proposta sarebbe peggiorativa rispetto ad una alimentata a gas. Si deve tuttavia considerare che il limite da rispettare è molto basso (limite di concentrazione: 10 mg/Nm^3). Gli effetti saranno pertanto modesti;
- per quanto riguarda l'emissione di microinquinanti, la centrale proposta sarebbe peggiorativa rispetto ad una alimentata a gas. Si deve tuttavia considerare che è stata prevista la catena depurativa più efficace: SCR-DeNO_x, depolverazione con filtro a maniche e lavaggio a umido, inoltre è stato prescritto un sistema di prelievo in continuo dei microinquinanti organici per il loro controllo costante. Il sistema di depurazione può consentire ulteriori miglioramenti in fase di esercizio ed è stato raccomandato di verificare la possibilità di un limite da rispettare ancora più basso in fase di esercizio per le polveri (limite di concentrazione: 10 mg/Nm^3). Gli effetti peggiorativi saranno pertanto contenuti;
- considerata l'elevata velocità dei fumi in uscita (massima velocità possibile) e la particolarmente elevata altezza del camino (250 m), gli effetti delle ricadute dei fumi, già efficacemente depurati – a differenza del sistema attuale che consente invece solo una depolverazione a secco (elettrofiltro) non particolarmente efficiente, se confrontata con gli standard normativi attuali -, come mostrato anche dai modelli di calcolo, gli effetti ambientali sull'area vasta sono appena significativi e confrontabili con quelli di una centrale a metano;

2) *Trasporto dei materiali*. Nel confronto polvere di carbone/gas metano, in termini di impatto sul territorio vanno altresì considerati e valutati i seguenti elementi a sfavore dell'uso del metano:

- la necessità di costruire un nuovo gasdotto di 55 km che colleghi Trevigalle a Porto Tolle, prevedendo l'attraversamento del bosco di Mesola e 5 attraversamenti di fiume, interessando numerose aree SIC e ZPS,
- la necessità di costruire una nuova centrale con 7 turbine a ciclo combinato da 380 MW, e l'abbattimento dell'impianto esistente.

Nell'utilizzo del polverino di carbone, si è considerato l'impatto sul territorio del trasporto di materiali (materie prime e residui) che avviene soprattutto per via d'acqua e, per alcuni materiali (relativamente in piccole quantità) su gomma. La scelta della via di navigazione è stata oggetto di uno studio particolarmente approfondito al fine di minimizzare l'impatto sull'ambiente e le interferenze con le attività in essere.

3) *Produzione di rifiuti*. L'utilizzo del carbone comporta la produzione di rifiuti, soprattutto ceneri residue e gessi prodotti dalla desolforazione dei fumi. Il previsto completo riutilizzo di detti rifiuti non comporta un aumento significativo dell'impatto sull'ambiente, essendo l'aspetto più impattante connesso con il trasporto.

4) *Consumo di acqua*. L'impiego dei desolficatori comporta un aumento significativo della risorsa connessa alla perdita per evaporazione insieme ai fumi emessi. Per limitare il consumo, è stato previsto il recupero dagli spurghi degli scrubber attraverso l'impiego di cristallizzatori.

Valutazione complessiva L.R. n. 36

Analizzando le singole componenti, come già evidenziato nel precedente parere n. 129 del 25/10/2005 emerge una situazione di impatto ambientale non peggiorativa della centrale proposta a carbone, rispetto alla sua conversione totale a gas naturale, se si considerasse il mantenimento della stessa potenza produttiva a quattro gruppi. La riduzione da quattro a tre gruppi, come prescritto dalla Regione nella DGR del 2005 e come proposto nella documentazione integrativa, appare quindi migliorativa rispetto al gas naturale. Complessivamente, con la situazione prospettata, la modifica proposta soddisfa, pertanto, l'articolo 30 della L.R. n. 36 dell'8 settembre 1997 "Norme per l'istituzione del parco Regionale del Delta del Po".

d) Confronto delle emissioni in atmosfera con la direttiva europea 2001/80/CE. L'intervento proposto è pienamente rispettoso delle direttive europee 2001/80/CE (relativa ai grandi impianti di combustione) e 2001/81/CE (relativa ai limiti nazionali di emissione di alcuni inquinanti atmosferici, fra cui NO_x , SO_2 e NH_3 , entro il 2010). Nel Parere precedente (n° 129/2005), la Commissione ha inoltre dimezzato il limite per la SO_2 emessa rispetto a quanto proposto da Enel: la Commissione conferma il parere precedente.

Il confronto dei valori delle emissioni in atmosfera proposti da Enel con i limiti stabiliti dalla Direttiva 2001/81/CE evidenzia quanto segue:

- SO_2 : il limite proposto di 100 mg/N-m^3 è la metà di quello stabilito dalla direttiva (200 mg/N-m^3);
- NO_x : il limite proposto di 100 mg/N-m^3 è molto più basso di quello stabilito dalla direttiva (500 come limite attuale e 200 a partire dal 2016). Il limite fissato dalla direttiva per i combustibili gassosi è 200 mg/N-m^3 ;
- *polveri*: il limite proposto di 15 mg/N-m^3 è molto più basso di quello stabilito dalla direttiva (50 mg/N-m^3). Il limite in caso di alimentazione a gas naturale è 5 mg/Nm^3 .
- CO : il limite proposto è di 150 mg/N-m^3 ; la direttiva non fissa alcun limite. Il limite stabilito per gli impianti esistenti, dal DM 12 luglio 1990 è 250 mg/Nm^3 .

e) Monitoraggio delle emissioni in atmosfera. L'ammoniaca si produce dalla decomposizione dell'urea alimentata per il sistema De- NO_x . Una parte dell' NH_3 in eccesso, non reagita, è assorbita in acqua nel sistema De- SO_x , la quota non assorbita è emessa in atmosfera. La misurazione in continuo di NH_3 , congiunta alla misura di NO_x , consente una costante valutazione dell'efficienza De- NO_x , ottimizzando l'uso di urea e le emissioni in atmosfera di NH_3 e NO_x . Per le motivazioni esposte, la Commissione ha ritenuto necessaria una specifica prescrizione.

f) Applicazione della direttiva europea 96/61/CE "IPPC". L'impianto è soggetto alla direttiva IPPC, per la cui applicazione, ai fini autorizzativi - AIA, si deve fare riferimento alla linea guida specifica ("Bref"): "Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC), Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants, July 2006".

Per le emissioni in atmosfera, componente ambientale maggiormente impattata, la sintesi numerica degli inquinanti primari emessi dai nuovi impianti a più alta potenzialità è riportata, anche ai fini comparativi, in una precedente tabella. Si noti che i valori delle BAT si riferiscono a valori medi giornalieri, pertanto, per un confronto omogeneo si può ritenere che essi corrispondano a valori doppi se rapportati alla base oraria. I valori medi giornalieri non tengono conto delle fasi di avvio e di fermata.

Metalli pesanti. La presenza di metalli pesanti è una componente naturale dei combustibili fossili. I metalli presenti (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Se, V, Zn) sono normalmente emessi come composti (es. ossidi e cloruri) in associazione con il materiale particolato (ceneri leggere). Perciò la tecnica per ridurre le emissioni

di metalli pesanti è generalmente l'applicazione di efficienti apparecchiature di depolverazione come FF (filtri a maniche, riduzione prevista > 99,95 %).

Hg e Se sono parzialmente presenti nella fase di vapore. Per FF che operano in combinazione con tecniche FGD (flue gas desulfurization), es. scrubbers alimentati da slurry di calcare, può essere ottenuta una rimozione di Hg del 75 % (50 % in FGD) e 90 % in presenza anche di un sistema SCR high dust.

Particolato. Per la depolverazione dei fumi degli impianti di combustione alimentati a carbone, sono considerate BAT sia l'impiego di precipitatori elettrostatici (ESP) sia i filtri a manica (FF); i filtri a tessuto possono mantenere le emissioni entro livelli inferiori a 5 mg/Nm³. Inoltre, con i sistemi costituiti da filtri a manica e lavaggio a umido dei fumi si ottengono i migliori risultati nel controllo di Hg poiché si ha un miglior controllo delle polveri fini (PM₁₀ and PM_{2,5}) perché si minimizzano le emissioni di metalli pesanti legate alle stesse, sia per la solubilizzazione di parte dei vapori.

Emissioni di SO₂. In generale, la miglior tecnica disponibile (BAT) per i grandi impianti di combustione alimentati a carbone in polvere è considerata la desolforazione (FGD) e l'uso di carbone a BTZ.

Gli scrubbers a umido, specialmente quelli basati sui processi calcare-gesso, come nel caso presentato, rappresentano le tecnologie leader per i processi FGD. Essi rappresentano circa l'80 % del mercato e sono usati nelle grandi centrali termoelettriche grazie all'alta efficienza di rimozione della SO₂ ed all'alta affidabilità. Il calcare è il reattivo neutralizzante usato nella maggior parte dei casi, essendo ampiamente disponibile e meno costoso. Esso, inoltre, non è pericoloso. Come prodotto forma una miscela di calcio solfito/solfato. Per un utilizzo esse deve essere completamente ossidato a solfato.

Con gli scrubber a umido si ottiene un elevato grado di desolforazione dei fumi, tipicamente fra l'85 e 98 % (per gli scrubbers del tipo spray dryer l'abbattimento è fra 80 and 92 %); per i metodi a secco sono riportati rendimenti fra 70 e 90 %.

Gli scrubber a umido consentono una elevata rimozione di HF e HCl (98 – 99 %); i valori di emissione associati sono 1 - 5 mg/Nm³. Un altro vantaggio degli wet scrubber è nei riguardi della riduzione delle emissioni di polveri e di metalli pesanti (es. Hg).

De-NOx. La miglior tecnica disponibile (BAT) per la riduzione delle emissioni dei NOx, è rappresentata da misure primarie sulla combustione in combinazione con la tecnica di abbattimento SCR, quest'ultima consente di abbattere oltre l'80 % dei NOx prodotti.

Le tecniche De-NOx hanno lo svantaggio di produrre un'emissione di ammoniaca (*ammonia slip*). I valori di emissione associati alla tecnica SCR sono tipicamente inferiori a 5 mg/Nm³; tecniche non catalitiche (SNCR) avrebbero causato slip di NH₃ maggiori e minori rendimenti di abbattimento dei NOx.

g) Pennacchio. L'impianto è caratterizzato da un'efficiente dispersione dei fumi in atmosfera essendo caratterizzato da un alto camino di emissione (n. 1 camino a 4 canne metalliche alto 250 m) e dall'elevata velocità dei fumi in uscita dal camino (29 m/s). La minor temperatura attuale (90 °C contro 130-140 °C, ante intervento) riduce l'effetto entalpico di innalzamento del pennacchio rispetto alla situazione ante. Appare, tuttavia, accettabile la soluzione proposta poiché un ulteriore innalzamento della temperatura comporterebbe una significativa riduzione del rendimento energetico, che non appare giustificato considerata l'elevata efficienza del sistema di depurazione e la forte dispersione causata dall'elevata altezza del camino e dalla elevata velocità dei fumi in uscita. Un aspetto connesso con la situazione proposta riguarda la visibilità del pennacchio nel periodo invernale.

h) Una nota aggiuntiva va fatta rispetto all'opportunità di realizzare un acquedotto per l'approvvigionamento dell'acqua di processo, da demineralizzare.

Attualmente ENEL è titolare di una concessione per il prelievo di acqua (moduli 0,10 di acqua pubblica ad uso industriale) dal Fiume Po di Gnocca in località Donzella del Comune di Porto Tolle (RO), tra gli stanti 12 e 13, per una quantità di circa 300.000 metri cubi/anno, da trasportare con autobotti al proprio impianto termoelettrico, per la produzione di acqua demineralizzata da utilizzare all'interno del ciclo termico (nei periodi di punta circa 5.000 mc/giorno).

Per garantire l'efficienza di tale produzione è indispensabile l'utilizzo di acqua con caratteristiche di bassa conducibilità, sotto i 700 µS/cm, e in periodo estivo, con basse portate del fiume Po, la risalita del cuneo salino è tale da compromettere facilmente il valore limite indicato. Al fine di rispettarlo è necessario

prelevare l'acqua da un punto sito circa 2 km più a monte (solitamente sufficiente tra gli stanti 0 e 2), e contestualmente procedere al prelievo tramite bettoline nel tratto del Po di Venezia compreso tra le località Volta Grimana e Cà Tiepolo.

i) E' prevista la possibilità di un importante utilizzo di biomasse in co-combustione, di produzione regionale. Ciò consente di soddisfare l'obbligo stabilito dalla normativa di una quota progressivamente crescente (ex-2%).

Di interesse per la Regione ed in particolare per la Provincia di Rovigo è inoltre l'ipotesi di utilizzo di CDR preferibilmente locale, di cui già oggi c'è ampia disponibilità e la cui compatibilità tecnica è stata già documentata con la sperimentazione compiuta nella Centrale ENEL di Fusina. Ciò comporta una forma di compensazione ambientale locale, evitando la costruzione di un impianto ad hoc.

l) Sistema di approvvigionamento, movimentazione e stoccaggio dei combustibili dei reagenti e dei sottoprodotti. La movimentazione si realizza attraverso le vie d'acqua (Mare Adriatico, Fiume Po, Fiume Po di Levante). Lo Studio di Impatto Ambientale presenta 4 (quattro) ipotesi:

- 1) *Utilizzo della via navigabile già esistente, attraverso ingresso dal mare a Porto Levante e percorso lungo il Po di Levante, la bi-conca di Volta Grimana, il Po di Venezia (circa 10 miglia).* E' prevista una grande darsena sul Po di Venezia, nei pressi della centrale, ed un (lungo) sistema di nastri trasportatori sino ai carbonili. A parte la lunghezza del tratto interno, la debolezza della soluzione sta nella sensibile interferenza con l'attuale traffico fluviale (necessità di semaforizzazione di alcuni tratti dovuta alle dimensioni delle bettoline, grandi tempi di occupazione della biconca di Volta Grimana, di fatto quasi preclusa ad altri traffici, rischi di sensibile entità transitando numerose bettoline cariche di solventi oppure di GPL), nelle inevitabili interferenze con attività di molluschicoltura presenti nell'ultimo tratto del Po di Levante, nell'assoluta necessità di dragaggio di diversi tratti del Po di Venezia – che poi va mantenuto pulito – al fine di raggiungere la profondità minima di almeno 3,50, nei notevoli investimenti per la darsena e per il sistema di nastri trasportatori (di notevole impatto).
- 2) *Accesso attraverso la bocca di foce della Busa di Tramontana (a Nord del Po di Venezia), risalita lungo il ramo del Po di Tramontana ed arrivo nella stessa darsena di cui al punto sopra.* Il problema è essenzialmente, in questo caso, il mantenimento del passo marittimo, ovvero il continuo dragaggio della foce per rendere libero il passaggio delle bettoline. Rimangono inalterati i problemi del dragaggio e manutenzione del Po di Venezia e della realizzazione della darsena e dei nastri trasportatori.
- 3) *Accesso attraverso la bocca Sud della laguna di Barbamarco, attraversamento della laguna con canale sublagunare, sbocco in Busa di Tramontana e Po di Venezia.* La soluzione presenta il vantaggio di non utilizzare una bocca di foce attiva del Po, riducendo di fatto le problematiche connesse con il trasporto solido ed il conseguente interrimento, ma d'altra parte soffre degli stessi inconvenienti (darsena, nastri, scavo Po) delle soluzioni 1 e 2 e, in più, necessita di un manufatto di costo sensibile (conca di navigazione per barche da 100 x 18 m circa) ed inserito in ambiente naturale, di escavo del canale sublagunare e di un leggero armamento della bocca contro l'interrimento causato dalle correnti lungo la costa. Ancora, ed è importantissimo, il passaggio delle bettoline attraverso la laguna avrebbe una negativa influenza sulle attività di molluschicoltura ivi presenti, scatenando una lunga serie di contenziosi.
- 4) *Accesso attraverso il canale di adduzione alla centrale ENEL, in Sacca del Canarin.* La soluzione minimizzerebbe i costi della darsena (sufficiente una banchina) e della realizzazione dei nastri trasportatori e renderebbe efficiente il funzionamento della centrale mare-mare (prelievo dell'acqua di raffreddamento dalla Sacca del Canarin e scarico a mare attraverso il canale di scarico). Il mantenimento in efficienza del canale (che già era una prescrizione per ENEL) contribuirebbe inoltre alla vivificazione della sacca. L'interferenza con le attività di molluschicoltura è risolvibile con il prolungamento dell'arginatura est del canale, verso una nuova bocca sud della Sacca (da realizzare ed armare leggermente), ma questo diminuirebbe l'effetto di vivificazione naturale – o forzosa – della Sacca stessa.
- 5) *Accesso attraverso il canale di scarico della centrale, ipotesi del Genio Civile.* Anche qui sarebbero abbattuti i costi per la darsena in quanto è sufficiente una banchina (c'è anche un naturale bacino di evoluzione) e quelli della costruzione dei nastri trasportatori. Il vantaggio è che il canale sarebbe di fatto

“dedicato” a questo tipo di attività (salvo per l'appunto lo scarico delle acque di raffreddamento), senza alcuna interferenza con allevamenti di qualsiasi tipo. I problemi sono invece quelli della marcata vicinanza della foce a mare di Busa Scirocco, uno dei rami meno attivi del Po, da risolvere con una armatura “di separazione” della foce stessa, ed in secondo luogo quello della circolazione litoranea dei sedimenti (comune anche alle altre soluzioni); non è garantito il mantenimento della funzionalità del canale di adduzione, che quindi va, come per le soluzioni 1, 2 e 3, imposto all'ENEL.

La materia è stata ulteriormente approfondita con una richiesta di integrazioni da parte del MATT:

"In relazione al trasporto dei combustibili e dei residui di produzione si richiede:

a) per quanto riguarda le vie di accesso:

I) approfondimento di alternativa di accesso tramite la laguna di Barbamarco."

Il Proponente descrive in dettaglio la topografia della laguna di Barbamarco e le condizioni di navigabilità legate alle maree. Tenuto conto della posizione geografica di Porto Tolle, le condizioni relative alla laguna di Barbamarco suggerirebbero di utilizzare come possibile percorso delle chiatte da e per l'impianto, passando attraverso la laguna di Barbamarco; una volta superata l'opera di collegamento tra il fiume e la laguna, è possibile entrare nella Busa di Tramontana e raggiungere l'impianto termoelettrico. Il Proponente asserisce che dal punto di vista logistico questa soluzione sembrerebbe ottimale anche se necessita di una serie di interventi:

- realizzazione ex novo del manufatto di collegamento tra la laguna stessa e la Busa di Tramontana;
- ripristino, tramite dragaggio, del canale navigabile che collega la bocca sud con il manufatto che interclude il varco di collegamento tra la laguna stessa e la Busa di Tramontana. La limitata estensione delle superficie liquide coinvolte non provocherà modificazioni apprezzabili sul regime delle correnti di marea rispetto allo stato esistente;
- protezione dell'imboccatura alla laguna di Barbamarco protendendo verso il mare i moli che già confinano lateralmente La Bocca Sud per garantire la navigazione delle chiatte anche in condizioni di bassa marea, in alternativa alla pulizia della imboccatura tramite dragaggio.

"II) Analisi puntuale della soluzione proposta dal Genio Civile di Rovigo, e in parte recepita dalla stessa Regione, che prevede il passaggio delle chiatte attraverso il canale di scarico della centrale."

Il Proponente evidenzia le difficoltà insite nella proposta di passaggio delle chiatte attraverso il canale di scarico a mare delle acque di raffreddamento. Precisa, inoltre, che il percorso è esterno alla Sacca del Canarin dalla quale è separato da argini che delimitano il canale di scarico che corre nel suo tratto terminale praticamente parallelo alla Busa di Scirocco, fino alla sua confluenza in mare. La soluzione proposta prevede necessariamente la realizzazione di un nuovo approdo banchina nell'argine di separazione tra il canale di presa e quello di scarico a mare. Si rende necessario realizzare uno scavalco con ponte nastri del canale di presa per poter raggiungere i due carbonili.

Contrariamente a quanto affermato dal Genio Civile, il canale di scarico delle acque di centrale non ha fondali sufficienti alla navigabilità delle chiatte, per cui si rende necessaria una notevole opera di dragaggio (da 1,5 metri alla profondità di 3,5 metri). Il canale stesso è inoltre costantemente sede di deposito di sedimenti e formazione di barre tali da impedire qualsiasi sbocco da mare. Il Proponente ribadisce che per raggiungere a mare batimetrie sufficienti alla navigazione delle chiatte è necessario allontanarsi dalla foce della Busa di Scirocco di circa 700 metri con evidenti problematiche di armamento e protezione dell'imbocco. Tale soluzione renderebbe anche più problematico lo stato dei litorali posti in adiacenza alla bocca con il pericolo di innescare processi di erosione a danno del litorale in adiacenza del molo di sottoflutto. Si evidenzia che gli aspetti positivi di tale soluzione sarebbero il limitato percorso che le chiatte dovrebbero coprire per raggiungere la centrale e l'assenza di qualsiasi apprezzabile interferenza con traffici di altro tipo. Il Proponente precisa che dalle indagini batimetriche effettuate lungo il percorso di accesso alla centrale tramite la Busa di Tramontana, si evince che tale canale risulta perfettamente navigabile dalla foce fino allo sbocco sul Po', ad eccezione della barriera di foce. Pertanto si ritiene tale soluzione meno problematica e più percorribile rispetto alla proposta del Genio Civile.

In conclusione la soluzione di passaggio dalla Busa di Tramontana consentirebbe l'iniziale avvio delle operazioni di trasferimento dei materiali attraverso l'utilizzo della soluzione base di progetto (ingresso dalla foce del Po' di Levante e, contemporaneamente, l'avvio di una sperimentazione che, attraverso un continuo monitoraggio dei fondali ed eventuale dragaggio, consenta di valutare più approfonditamente la possibilità di utilizzo del passaggio dalla Busa di Tramontana stessa. La Commissione ha introdotto una specifica prescrizione indirizzata all'accesso tramite questa via d'acqua.

"b) Per quanto riguarda la soluzione scelta per l'accesso (Porto Levante):

I) Descrizione dei possibili impatti della navigazione sull'ecosistema ripario e individuazione dei punti sensibili lungo tutto il percorso, con relativa analisi dei possibili impatti."

Il Proponente esamina, sulla base di ampia letteratura, i possibili impatti della navigazione sulla ittiofauna, evidenziando una bassa intensità del movimento dei battelli ed il fatto che il Po' di Levante è un corpo idrico già caratterizzato da movimento di naviglio e quindi occupato da un popolamento ittico adattato a tollerare il traffico di natanti. Il Proponente conclude che nel complesso il disturbo arrecato sia trascurabile e, comunque, tollerabile da parte delle comunità ittiche interessate.

Per quanto riguarda l'avifauna il percorso scelto per il trasporto dei materiali interessa il Po' di Levante dalla foce fino alla conca di Volta Grimana, ed il Po' di Venezia dalla conca alla darsena della centrale di Porto Tolle. Gli eventuali impatti sono legati prevalentemente all'emissione di rumore ed alla produzione di moto ondoso. Il tratto del Po' di Levante non presenta habitat idonei ad ospitare l'avifauna; per quanto riguarda il tratto del Po' di Venezia la parte del fiume dove viene effettuato il transito delle chiatte è generalmente ben distanziata dalle aree di habitat faunistiche. Si riporta i dati relativi al censimento delle garzaie e si indica la presenza del delta del Po' di 9 siti di nidificazione di colonie di Aldeidi.

In conclusione il Proponente afferma che non si prevedono influenze significative dovute al passaggio delle chiatte sulle funzioni trofiche e riproduttive dell'avifauna presente nei tratti fluviali interessati.

Per quanto riguarda i potenziali impatti sulla vegetazione ripariale, il Po' di Levante presenta le caratteristiche tipiche di un canale artificiale, con scarsa disponibilità di superfici adatte allo sviluppo di fitocenosi di tipo naturale; si ritiene quindi che l'incremento del traffico fluviale non costituisca un fattore d'impatto sulla vegetazione ripariale presente. Il tratto del Po' di Venezia, che va dalla Conca di Volta Grimana alla darsena della centrale, presenta, invece, aree dove sono presenti habitat naturali di alveo, con le zone navigabili per i natanti commerciali distanti di alcune centinaia di metri da questi habitat. Il moto ondoso generato deve quindi percorrere distanze tali da dissipare significativamente l'energia e da ridurre gli effetti ad esso legati. Complessivamente si ritiene che gli impatti dal traffico fluviale indotto dall'esercizio della centrale sulla vegetazione ripariale siano trascurabili.

Per quanto riguarda l'analisi dei punti sensibili, il percorso ottimale delle chiatte si sviluppa lungo la direttrice Porto Levante-Volta Grimana-Darsena centrale, il territorio interessato rientra nell'ambito del Parco Regionale del Delta del Po nel cui interno sono presenti numerose aree protette (SIC: IT 3270017, IT 3270008, IT 3270005, IT 3270003, IT 3270004 e ZPS: IT 3270016, IT 3270017, IT 3270018, IT 3270019, IT 3270023). L'area della centrale è invece esterna al perimetro del "Parco regionale del Delta del Po".

Per quanto riguarda la presenza di insediamenti di interesse artistico ed architettonico il Proponente segnala le strutture nei comuni di: Porto Tolle, Taglio di Po', Loreo, Rosolina, Porto Viro. Si segnala inoltre quali punti sensibili i Cantieri navali Vicentini, la chiusa di Volta Grimana, ed i siti di importanza turistica, l'isola di Albarella e Rosolina mare. Il Proponente ritiene che il traffico delle chiatte lungo il percorso Porto Levante-Volta Grimana - Darsena centrale non interferisca con le emergenze di cui al Piano Territoriale Regionale di Coordinamento della Regione Veneto e con quanto riportato nella valutazione di incidenza redatta ai sensi del DGR n. 1662 del 22 Giugno 2001, avente ad oggetto "Direttiva 92/43/CEE, Direttiva 79/409/CEE, DPR 8 Settembre 1997 n. 357, DM 3 Aprile 2000".

"II) Analisi quantitativa dei tempi di navigazione, con particolare riferimento alla durata del transito delle chiatte nei tratti più sensibili del percorso e all'occupazione della Conca di Volta Grimana."

Il Proponente ha fornito i dettagli sul percorso base di progetto, che prevede l'ingresso da Porto Levante, la navigazione lungo il canale di Po' di Levante, la bi-conca di Volta Grimana ed il tratto terminale verso la foce del fiume Po', descrivendo i tempi di ormeggio/disormeggio, di navigazione e le modalità di gestione degli incroci. Il ciclo teorico di una chiatta fluvio-marina da circa 3.000 DWT è valutato in 18 ore. I tempi di

passaggio della conca di Volta Grimana dipendono dalla variabilità del dislivello tra il Po' di Levante ed il Po' di Venezia e variano tra i 5 e 10 minuti. Si riporta che il traffico diretto sul ramo del Po' oltre la bi-conca di Volta Grimana è limitato al traffico di pescherecci e di natanti da diporto nel periodo estivo. Il Proponente riporta che il traffico nelle idrovie utilizzate (foce del Po' di Levante – Volta Grimana-Porto Tolle), pur intensificandosi sensibilmente rispetto ai livelli medi degli ultimi anni, rimarrà fluido e lontano dalle condizioni di congestione, come confermato anche dai piloti stessi, coinvolti nell'analisi effettuata. I livelli assoluti di traffico che si avranno a regime, una volta implementata la prevista soluzione logistica, e che si possono quantificare in 5-6 viaggi a/r delle chiatte fluviali, per un totale di 10-12 passaggi al giorno, saranno sensibilmente inferiori a quelli registrati in analoghi contesti, ove pure non sussistono problemi di congestione. Stessa cosa si asserisce per i traffici che impegnano l'idrovia a mare nella zona dell'Alto Adriatico dove si situerebbe la nave storage per le operazioni transhipment.

Per quanto riguarda i traffici che interessano le vie marittime, queste si sommerebbero ai traffici presenti e futuri in Adriatico. Il Proponente evidenzia che l'impatto del traffico addizionale connesso al terminale Edison (più 110 navi/anno) è stato giudicato trascurabile in sede VIA, così come trascurabile è stata valutata l'interferenza del terminale offshore come intralcio alla navigazione.

Di conseguenza, il Proponente asserisce che il traffico aggiuntivo indotto dai mezzi connessi all'operatività della centrale ENEL di Porto Tolle avrà un'interferenza trascurabile in relazione al traffico insistente sull'area in questione.

f) Misure compensazione ambientale

Nel capitolo 5 dello SIA sono sviluppate le misure di mitigazione e compensazione che Enel intende effettuare nell'ambito del più complessivo progetto di conversione a carbone della centrale:

1. come intervento di compensazione sugli impatti paesaggistici è proposto un intervento di riqualificazione dell'Oasi di Albanella. Nel SIA è particolarmente sviluppata l'analisi per una valorizzazione paesaggistica e naturalistica con particolare riguardo a detta oasi. Tale area è limitrofa al sedime vero e proprio della centrale e di proprietà di Enel stessa. Essa rimarrà inalterata nelle sue qualità biomorfologiche ma sarà inserita in un percorso integrato con l'area della centrale valido anche a favorire il senso di appartenenza di quest'ultima al territorio circostante;
2. Enel è disposta a contribuire economicamente alla realizzazione degli interventi di vivificazione della Sacca del Canarin con tutti i riconosciuti benefici ambientali sottesi alle previste azioni (Cfr. risposta al punto 16 della nota ministeriale del 20 luglio 2006).
In particolare nella parte meridionale della sacca, attualmente priva di comunicazione diretta con il mare. I benefici derivanti dagli interventi di vivificazione sarebbero ulteriormente incrementati nel periodo estivo in cui maggiore è anche la sofferenza della sacca rispetto al ricambio d'acqua e all'ossigenazione dello specchio. Infatti, grazie al ricambio indotto dall'aspirazione delle pompe, si verrebbe a creare una cospicua circolazione anche attraverso la nuova bocca Sud. Nel nuovo assetto, quindi, la circolazione interesserebbe l'intera superficie della sacca del Canarin con i conseguenti effetti positivi che ne derivano.
Gli interventi di vivificazione della sacca dovrebbero essere svolti contestualmente alle attività di conversione a carbone della centrale, al fine di evitare potenziali interferenze con l'esercizio della centrale);
3. Enel si impegna ad un rifacimento degli impianti di adduzione del calore allo stabilimento florovivaistico contiguo alla Centrale di Porto Tolle e ad effettuare le necessarie predisposizioni finalizzate anche ad un rilevante incremento della fornitura, fino a 9 Gcal/ora, secondo quanto richiesto dal gestore delle serre. Tutto ciò con evidenti vantaggi anche dal punto di vista dell'economia locale;
4. sulla base di indicazione fornite dal Ministero per i Beni e le Attività Culturali, Enel ha effettuato una ricognizione tesa alla individuazione di un fabbricato rurale nel territorio di Porto Tolle da valorizzare ai fini di un utilizzo pubblico del manufatto medesimo. Enel si impegna, dunque, a contribuire a tale progetto di recupero di edificio rurale con importante valenza architettonica e storica finalizzato alla sua donazione a Pubblica Amministrazione (Ente Parco, Comune di Porto Tolle, etc.).

g) Sono stimati dal proponente circa 100 avviamenti annui per l'intera centrale. Il numero appare eccessivo, le fasi di riavvio sono, infatti, caratterizzate da livelli emissivi più elevati rispetto alla fase di esercizio; fra l'altro, per salvaguardare il catalizzatore, l'iniezione di ammoniaca di solito viene sospesa nella fasi di avvio e di fermata al di sotto di un livello minimo di temperatura. La Commissione ha ritenuto perciò di prescrivere una drastica riduzione.

6 OSSERVAZIONI E PARERI: ESAME

Le osservazioni pervenute sul progetto e le controdeduzioni della Commissione sono riportate sotto in maniera sintetica:

<i>n</i>	<i>mittente</i>	<i>data</i>	<i>prot.</i>	<i>Sintesi dell'Osservazione</i>	<i>Controdeduzioni e note</i>
1	Comitato "cittadini liberi" Porto Tolle - osservazioni	7/11/06	622810/45.07	<p>Il documento è costituito da una deliberazione adottata dal Consiglio direttivo del Comitato, nel quale è espresso all'unanimità il giudizio negativo in merito alla trasformazione a carbone della Centrale.</p> <p>a) Si ribadisce che gli interventi si pongono in violazione delle previsioni della legge regionale n. 36/1997 per l'istituzione del Parco Regionale Veneto del Delta del Po, come confermato dalla sentenza penale n. 192/06 del Tribunale di Rovigo – Sezione di Adria, depositata il 20 settembre 2006: motivazioni – molestie da emissioni ordinarie.</p> <p>b) Si evidenzia che l'Agenzia Spaziale Europea nel 2004 ha inserito la Pianura Padana tra le 5 zone al mondo maggiormente inquinate dalle centrali elettriche e altro, consigliando un piano di miglioramento della qualità dell'aria.</p> <p>c) Viene adottata la delibera del Comune di Rosolina, che sollecita la chiusura definitiva della Centrale e la moratoria di autorizzazioni di strutture industriali prima dell'approvazione del piano energetico nazionale e regionale e la valutazione VAS di tutti gli impatti cumulativi esistenti e proposti nel territorio del Delta del Po.</p> <p>d) Si chiede di esprimere un giudizio definitivo negativo di VIA, di denegare ad ENEL l'autorizzazione integrata ambientale ai sensi del d.lgs. 59/2005 per adeguamento ambientale della Centrale, di imporre ad ENEL di presentare un progetto di riconversione nel rispetto di quanto imposto dalla L.R. Veneto 36/1997 e con una minor capacità produttiva;</p>	<p>a) Questo punto è stato approfondito e sviluppato dalla Commissione nella sezione: "<u>Valutazioni sul Progetto e sul SIA</u>".</p> <p>Sentenza penale: la Commissione fa notare che essa riguarda episodi antecedenti il 31 Marzo 2006 e un assetto impiantistico della Centrale diverso da quello del Progetto in valutazione (solo depolverazione con elettrofiltri).</p> <p>b) Questo aspetto è ben presente. Il giudizio di compatibilità ambientale non può, infatti, prescindere dagli aspetti economici, ambientali e sociali, tutti rilevanti per i cittadini. La produzione di en. elettrica, considerato il ruolo fondamentale e sociale, nell'interesse dell'intera e comunità deve avere un ruolo prioritario su molte altre attività (es. trasporto privato). Il livello costante di alto inquinamento della pianura padana è dovuto all'insieme di più cause e certamente il trasporto privato è la causa maggiore, risolvibile solo con una riduzione dello stesso e ampliando la capacità delle infrastrutture, in primis della rete ferroviaria. Una valutazione diversa avrebbero invece nuove centrali che si ponessero in una fascia di sovra produzione (o sovra potenza) rispetto alle necessità, configurandosi quindi come attività con prevalenti fini</p>

				<p>inoltre si chiede al Commissario Europeo Dimas di attivare la Commissione ambiente per chiedere allo Stato italiano con quali progetti intende salvaguardare il Delta del Po Veneto.</p> <p><u>Seguono gli allegati:</u> 1) la copia della prima pagina della sentenza della Sezione di Adria; 2) statuto del Comitato cittadini Liberi; 3) Verbale della Deliberazione del Consiglio Comunale di Comune di Rosolina contenente osservazioni contro la richiesta di autorizzazione di un impianto a ciclo combinato a gas naturale a Loreo (viene richiesta la moratoria fino a quando non venga fatta la VAS); 4) ordinamento dei comitati per la difesa dell'ambiente della Provincia di Rovigo, Cavarzere e Cona; 5) copia dell'avviso al pubblico pubblicata dall'ENEL; 6) copia della documentazione internet relativa alla European Space Agency e la mappa dell'inquinamento dell'aria; 7) documento redatto dal Comitato Provinciale dei Comitati di Difesa dell'Ambiente;</p>	<p>commerciali.</p> <p>Si evidenzia infine che non di una nuova attività si tratta ma di una riconversione di una centrale esistente, con una netta riduzione (ca. ¼) della potenza.</p> <p>Infine, la diversificazione delle fonti energetiche nella produzione di energia elettrica costituisce obiettivo primario per l'Italia, oltre che per la Regione, tanto più in quanto risultano, in questa fase, poco sviluppate le fonti alternative, la rete elettrica transnazionale e gli approvvigionamenti di prodotti petroliferi aggiuntivi/alternativi (es. rigassificatori).</p> <p>c) La Commissione rileva che non è applicabile la normativa (VAS), non essendo ancora stata recepita né dalla Regione Veneto, né dall'Italia.</p> <p>d) L'AIA non è di competenza della Regione. La Commissione ritiene che ottemperando alle prescrizioni siano state attentamente salvaguardate tutte le componenti ambientali.</p>
2	Italia Nostra Onlus – Sezione di Rovigo WWF Onlus – Sezione di Rovigo - osservazioni	7/11/'06	637360/45.07	<p>a) Si osserva che la centrale termoelettrica produrrà ca 4000 t/anno di NOx, valore che supera l'emissione di NOx dal settore trasporti stradali della Provincia di Rovigo. La centrale sarà allora tra le più importanti sorgenti fisse di particolato secondario e dell'ozono.</p> <p>b) Si evidenzia l'incoerenza con il Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Aria e l'assenza di uno studio modellistico sufficientemente dettagliato nella scala temporale e spaziale.</p> <p>c) Si ribadisce l'opportunità del controllo al camino anche di CO₂, NH₃ e particolato PM₁₀ e PM_{2.5}.</p> <p>d) Si asserisce che lo strumento di misura ottica riportato nelle integrazioni (Parte I, p. 54) non è esauriente circa la capacità di misurare le frazioni di particolato.</p> <p>e) Si afferma che la Centrale di Progetto, contrariamente a quanto sostenuto dal Proponente, non è migliorativa rispetto ad analoga centrale a gas.</p> <p>f) Non è chiaro come l'ENEL possa ottemperare alle autorizzazioni ministeriali di emissione del CO₂ (Piano Nazionale di Assegnazione) in quanto esso nella documentazione del Progetto e nelle Integrazioni non viene preso in considerazione.</p> <p>g) Si fa presente che nel Progetto non sono valutate le emissioni da traffico fluviale e marittimo.</p>	<p>a) La Commissione osserva che lo scenario attuale, senza la conversione della Centrale - OCSTZ, sarebbe molto più pesante (almeno doppio) per quanto riguarda la produzione di NOx e conseguentemente anche di particolato primario e secondario e dell'ozono; la conversione della Centrale prevede un miglioramento ambientale dovuto all'installazione dell'impianto DeNOx SCR. Gli effetti ambientali non sono assolutamente paragonabili dato il minor impatto della centrale dovuto all'elevata altezza del pennacchio emesso (camino 250 m + alta velocità dei fumi).</p> <p>b) Per quanto riguarda il PRTRA si fa riferimento alle considerazioni sviluppate sopra e direttamente nel Parere. La parte modellistica è stata sufficientemente sviluppata ed è stata approfondita anche da Arpav-Osservatorio Aria, in fase istruttoria.</p> <p>c) e d) E' stato incluso il parametro NH₃. La misura della CO₂ non fornisce alcuna informazione utile. Al particolato fine e ultrafine è stata rivolta la massima attenzione:</p>

					<p>- si è data priorità al controllo in continuo della qualità dell'aria da effettuarsi direttamente da Arpav (cfr. prescrizioni). Nessuna normativa o linea-guida italiana o europea ha introdotto sistemi di misura per le emissioni di particolato fine e ultrafine; l'Osservatorio Ambientale di cui alle prescrizioni, qualora ne ravveda l'opportunità o l'interesse può sempre intervenire e concordare un'attivazione di detti controlli. Si rileva, infine, che la presenza del sistema finale di lavaggio a umido dei fumi, a valle del depolveratore costituito dal filtro a maniche, consente elevati rendimenti di abbattimento anche per il particolato fine.</p> <p>e) La conversione della Centrale a gas richiederebbe la costruzione di un gasdotto che è stato valutato preliminarmente da Snam Rete Gas: lunghezza di 55 km, D 24 - 28 pollici, tracciato "Stazione 1 Volano - Mesola - Goro dell'area protetta del Parco del Delta del Po nella Regione Emilia Romagna; il relativo Piano Territoriale (delibera Giunta Regionale n.1626 del 31.07.2001, comma 1 dell'art. 18 vieta la realizzazione di nuove condotte per il trasporto di materiali fluidi e/o gassosi. Inoltre, come risulta dalla documentazione modellistica presentata nel SIA, la trasformazione della Centrale a gas comporterebbe un contributo alle concentrazioni di NOx al suolo sensibilmente superiore rispetto al progetto in esame.</p> <p>f) A riguardo della emissione del CO₂ (Piano Nazionale di Assegnazione) la combustione della biomassa consentirà di evitare emissioni di CO₂ in ragione di circa 1 t di CO₂ per ogni t bruciata.</p> <p>g) Le emissioni da traffico fluviale e marittimo sono state considerate nella valutazione complessiva.</p>
3	Comune di Rosolina (RO) - osservazioni	10/11/06	647435/45.07	Idem p.2	
4	Provincia di Rovigo osservazioni	13/11/06	651211/45.07	<p>Le osservazioni riguardano la necessità che:</p> <p>a) siano approfondite le immissioni di inquinanti nell'atmosfera, in particolare riguardo i metalli;</p> <p>b) sia preferita la via di navigazione attraverso la Busa di Tramontana;</p> <p>c) siano valutati gli impatti in sede di cantiere, in relazione alla</p>	<p>a) La Commissione accoglie l'osservazione precisando la seguente Prescrizione - deve essere redatto il piano di monitoraggio dell'aria esteso per includere l'immissione degli inquinanti, da concordare con l'ARPAV.</p> <p>b) Si condivide. La via di</p>

				<p>movimentazione di mezzi e di biomasse;</p> <p>d) il monitoraggio della qualità dell'aria sia effettuata dall'ARPAV, con il supporto economico dell'ENEL;</p> <p>e) sia garantito il deflusso minimo vitale per il Po, compatibile con gli usi attuali, sentendo anche l'Autorità di Bacino per il Po.</p> <p>Si allegano le osservazioni già presentate in Regione Veneto e recepite nel parere della Commissione VIA del 25.10.2005.</p>	<p>navigazione attraverso la Busa di Tramontana è oggetto di prescrizione.</p> <p>c) La Commissione ritiene che il Proponente nella documentazione integrativa al SIA ha risposto al quesito riguardante la fase di cantiere in modo esaustivo.</p> <p>d) Si condivide. Il monitoraggio della qualità dell'aria è oggetto di prescrizione in tal senso.</p> <p>e) Esiste il Disciplinare ministeriale che regola il prelievo in relazione alla portata del fiume.</p>
5	Giorgio Bellan - osservazioni	30/11/06	654369/45.07	<p>Chiede, in riferimento alla demolizione della sezione 4, di valutare il mantenimento della stessa, per scopi non produttivi, per costituire un Museo dell'Energia e della Tecnica per non disperdere il patrimonio tecnologico</p>	<p>E' in contrasto con la scelta paesaggistica di riduzione dei volumi tecnici per un miglior inserimento ambientale.</p>
6	Comitato di Rosolina Mare - osservazioni	30/11/06	668419/45.07	<p>Idem p. 2</p>	
7	Comune di Rosolina (RO) Studio Legale Migliorini-Mazzucco osservazioni	4/12/2006	4799/45.07 5814/45.07	<p>Lo Studio Legale rappresenta il Comune di Rosolina. Nella lettera dello Studio si rammenta che il Comune di Rosolina rientra tra i Comuni dell'Ente Parco Regionale Veneto del Delta del P e come tale dovrebbe, ai sensi dell'art. 13 L.R. n. 10/1999 essere incluso ai fini dell'istruttoria preliminare tra gli Enti di gestione delle aree naturali protette per l'espressione del parere di cui al comma 2 dell'art. 5 del D.P.R. 12.4.1996. Si ritiene che l'Ente Parco Regionale Veneto del Delta del Po avrebbe dovuto essere convocato per partecipare all'istruttoria preliminare. Nel caso di un mancato rispetto di tali adempimenti l'Amministrazione Comunale di Rosolina, in caso di rilascio di autorizzazione ministeriale integrata e nell'ipotesi in cui si determini all'imputazione, impugnerà anche gli atti della procedura, incluso l'eventuale parere positivo in sede di VIA Regionale. Si fa presente che l'accoglimento del ricorso relativo ad un vizio di un atto del procedimento ha effetti sull'invalidità del provvedimento finale.</p> <p>L'Avv. Migliorini asserisce che l'intervento della conversione della Centrale a carbone viola l'art. 30 della L.R. 8.9.1997 n. 36 per l'istituzione del Parco Regionale del Delta del Po. Si cita la sentenza del TAR Lazio del 16.6.2006 n. 4731 secondo cui "Quando nel corso dell'esecuzione dell'opera siano riscontrati significative differenze rispetto all'opera già oggetto di VIA...deve nuovamente effettuarsi la procedura di valutazione di impatto ambientale. L'avvocato asserisce che, stante le modifiche apportate al progetto, la procedura di valutazione di impatto ambientale deve essere ripresa ab inizio, e non sottoposta solo ad un supplemento di istruttoria.</p>	<p>Per quanto riguarda la procedura, in caso di modifiche riduttive in corso di istruttoria per il rilascio di parere di compatibilità ambientale, anche recentemente il TAR del Veneto si è espresso a favore di un Proponente e contro la Regione Veneto, ravvisando l'avvio di una nuova procedura come un ingiustificato appesantimento dell'iter amministrativo.</p> <p>Nel Procedimento di VIA, l'istruttoria della Commissione VIA costituisce elemento sufficiente al fine dell'emissione di un parere di compatibilità ambientale.</p> <p>Un approfondimento nella direzione richiesta nell'osservazione va fatto invece in relazione alla conferenza di servizi finalizzata al rilascio dell'AIA.</p> <p>La normativa istitutiva del Parco non specifica le componenti ambientali da considerare. Pertanto la linea-guida da applicare è, in primis, costituita dal DPCM 27.12.1988 che indica ben nove fattori e componenti ambientali. Altre componenti ambientali eventualmente sarebbero da aggiungere, non può invece assolutamente la valutazione limitata ad una componente ambientale.</p> <p>Una lettura della legge non appare stabilire delle priorità sull'uso del metano. Infatti se il legislatore</p>

				<p>Inoltre si ribadisce che l'art. 30 della citata Legge stabilisce che nell'intero territorio dei Comuni interessati dal Parco gli impianti di produzione di energia dovranno essere alimentati a gas metano o da altre fonti alternative di pari o minore impatto ambientale. A detta dell'Avvocato, per impatto ambientale si deve intendere impatto sull'atmosfera.</p>	<p>avesse voluto stabilire delle priorità non si capisce perché non le abbia esplicitate: semplicemente è enunciata una "o" senza porre subordinate, e quindi va intesa l'equivalenza. Una lettura attenta della formulazione sembra, anzi, porre la priorità sulle fonti alternative a minor impatto ambientale del metano.</p> <p>Si evidenzia qui, peraltro, che le emissioni inquinanti non dipendono solo dalla natura del combustibile, ma anche dalle tecnologie di combustione e di abbattimento.</p> <p>L'impatto ambientale, come già ribadito, non è riferibile e non può essere riferito alla sola componente atmosfera. Se l'intendimento del legislatore fosse stato quello di focalizzare la componente atmosfera, certamente sarebbe stata adottata una diversa formulazione aggiungendo in fine "<i>...minor impatto ambientale sull'atmosfera</i>".</p> <p>Con l'obiettivo di una integrale protezione del Parco è stata invece inserita nella legge una clausola generale di salvaguardia ambientale.</p>
--	--	--	--	---	--

6. VALUTAZIONI CONCLUSIVE

Tutto ciò premesso, la Commissione Regionale VIA, presenti tutti i suoi componenti ad eccezione del componente esperto Dott. Gerry Boratto, tenuto conto delle indicazioni contenute nelle osservazioni e nei pareri suddetti, esprime all'unanimità

parere favorevole

di compatibilità ambientale sul progetto subordinatamente al rispetto delle seguenti prescrizioni:

Premessa

In sede di Conferenza di Servizi per il rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale dovrà essere verificata la rispondenza, peraltro già verificata dalla Commissione regionale VIA, dell'art. 30 della L. R. n. 36 del 8.9.1997 istitutiva dell'Ente Parco del Delta del Po, il quale prevede che nell'ambito dell'intero territorio dei Comuni interessati dal Parco del Delta del Po gli impianti di produzione di energia elettrica dovranno essere alimentati da gas metano o da altri fonti alternative di pari o minore impatto ambientale.

Prescrizioni

1. Sia istituito dalla Regione, prima dell'avvio della cantierizzazione, un Osservatorio Ambientale d'intesa con la Provincia di Rovigo, il Comune di Porto Tolle, l'ARPAV, l'azienda ULSS per valutare i vari aspetti ambientali e sanitari, con oneri di funzionamento a carico di Enel.

2. Le acque reflue dei processi di lavorazione e di dilavamento di piazzali interessati a deposito di materie prime, materie secondarie, rifiuti e residui solidi e liquidi provenienti dagli impianti di abbattimento fumi dovranno essere gestiti secondo quanto previsto dalla normativa vigente.
3. Relativamente all'accesso alla centrale tramite le vie d'acqua per il trasporto del carbone e delle altre materie prime, venga praticata la soluzione che prevede l'accesso da Busa di Tramontana; nel caso in cui tale percorso fosse temporaneamente inutilizzabile, per eventi meteorologici eccezionali o altri impedimenti, potrà essere utilizzato l'accesso da Porto Levante, previa comunicazione di Enel agli enti competenti, secondo criteri e modalità di transito preventivamente definite in accordo con la Regione, assicurando un alto livello di sicurezza.
4. Le terre di dragaggio provenienti dalla Busa di Tramontana ed altri materiali di scavo nell'area della centrale dovranno essere gestiti secondo quanto previsto dalle normative nazionali e regionali vigenti.
5. Siano adottati sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera per SO₂, NO_x, CO, O₂, HCl, HF, COT, NH₃ e polveri e un sistema di campionamento in continuo per IPA e per diossine. Tutta la strumentazione dovrà soddisfare le norme più recenti, anche per quanto riguarda le caratteristiche tecniche e la taratura. I dati ambientali sopra citati, integrati dai dati di temperatura nelle camere di combustione e al camino, nonché la potenza erogata, dovranno essere trasmessi agli Enti competenti (Arpav e Provincia) in tempo reale, con oneri a carico di ENEL. Dovranno essere inoltre trasmessi puntualmente i dati medi orari risultanti dal monitoraggio in continuo.
6. I limiti per gli inquinanti emessi in atmosfera dovranno essere (medie orarie): SO₂ 100, NO_x 100 (come NO₂), polveri 15, CO 150, NH₃ 10 (valori in mg/Nm³ riferiti a gas normalizzati secchi, tenore di O₂ del 6%). Per gli altri inquinanti, inclusi i microinquinanti ed i metalli, dovranno essere rispettati i valori di concentrazione, di cui al D. Lgs. 152/06, dimezzati. I limiti non si applicano nelle fasi di fermata ed avvio.
7. E' consentita la combustione di biomasse e CDR (combustibile derivato da rifiuto) alle seguenti condizioni:
 - a) sia utilizzato CDR, prodotto preferibilmente nella Provincia di Rovigo, con un limite massimo del 2% in peso, con le modalità stabilite dalla vigente normativa. L'impiego di CDR non dovrà comportare un aumento delle emissioni inquinanti; la fase iniziale (primo anno) dovrà essere oggetto di un'attenta attività di monitoraggio ed audit al fine di verificare con ARPAV il rispetto di detti limiti, con oneri a carico di ENEL;
 - b) le biomasse utilizzate dovranno essere di provenienza regionale come previsto dalla DGR n. 3375 del 7/11/2006; la quantità massima è del 5% riferita alla potenzialità termica del combustibile utilizzato;
 - c) complessivamente la quantità di CDR e delle biomasse non potrà eccedere il limite del 5% riferito alla potenzialità termica del combustibile utilizzato.
8. L'ENEL dovrà provvedere agli interventi di compensazione ambientale come già previsto nelle precedenti deliberazioni e pareri della Giunta regionale e già individuati nello SIA e successive integrazioni, interamente a proprio carico:
 - a) riqualificazione dell'Oasi di Albanella,
 - b) vivificazione della Sacca di Canarin,
 - c) rifacimento e potenziamento degli impianti di adduzione del calore allo stabilimento floro-vivaistico contiguo,
 - d) valorizzazione di un fabbricato rurale nel territorio di Porto Tolle, da concordare con la Provincia di Rovigo e il Comune di Porto Tolle,
 - e) ulteriori interventi di compensazione da concordare con la Provincia di Rovigo.
9. La rete di monitoraggio Enel della qualità dell'aria sarà data in comodato d'uso ad ARPAV che gestirà direttamente la manutenzione ordinaria e straordinaria, la registrazione, elaborazione e valutazione dei dati, con oneri interamente a carico di Enel. In particolare, dovranno essere concordate con Arpav:
 - a) la verifica della collocazione delle centraline di rilevamento sulla base della modellistica delle ricadute e l'eventuale ricollocazione;

- b) la dotazione strumentale delle centraline e la raccolta/elaborazione dati, includendo in particolare le misurazioni delle polveri fini e ultrafini. Tali centraline dovranno essere tempestivamente aggiornate in base alla normativa vigente;
 - c) la collocazione di una nuova centralina di rilevamento presso l'abitato di Pila;
 - d) le modalità di controllo dei metalli pesanti, in particolare cadmio (Cd) e mercurio (Hg).
10. L'area interessata a scavi per nuove costruzioni/impianti o demolizioni di impianti esistenti dovrà preventivamente essere soggetta ad un piano di caratterizzazione secondo modalità e procedure previste dalla normativa vigente (D. Lgs. 152/2006 e D. M. 471/99).
 11. Dopo lo smantellamento dei serbatoi di olio combustibile, il terreno sottostante dovrà essere sottoposto ad un piano di caratterizzazione secondo i criteri per i Siti di Interesse Nazionale.
 12. L'orizzonte temporale massimo di esercizio della Centrale dovrà essere limitato al 31.12.2030, come disposto dalla DGR 4067/2005.
 13. La lavorazione e lo stoccaggio del CDR e delle biomasse dovranno essere effettuati in ambienti chiusi; lo stoccaggio del CDR dovrà, inoltre, essere posto in depressione. Le capacità di stoccaggio siano limitate al fabbisogno di 15 giorni di esercizio.
 14. Il numero massimo di avviamenti annui per l'intera centrale sia inferiore a 50. Dovranno essere limitati gli avviamenti a freddo.
 15. Dovrà essere effettuato un piano di monitoraggio, predisposto e attuato da Enel, ante operam e in fase di esercizio della centrale, supervisionato da Arpav, con oneri a carico di Enel, della colonna d'acqua, dei sedimenti e dell'ittiofauna locale nel tratto di mare dove avverrà il transhipment e nei tratti di navigazione delle bettoline.

Raccomandazioni

16. In riferimento al problema dei periodi di magra del fiume Po, si raccomanda di realizzare un acquedotto con il punto di presa dal Po di Venezia, a monte della centrale di potabilizzazione, prevedendo la possibilità di una derivazione per le esigenze locali.
17. Sia valutata la possibilità di abbassare la concentrazione delle polveri emesse a 10 mg/Nm³ (stesse condizioni di riferimento: gas secco, 6% O₂) attuando un'attenta verifica dello stato di efficienza degli impianti di abbattimento.
18. Sia messo in atto quanto necessario per adottare un Sistema di Gestione Ambientale conforme alla norma ISO 14001 e/o al Sistema EMAS (Regolamento CE 761/2001).
19. Le terre di dragaggio provenienti dall'escavazione della Busa di Tramontana, se compatibili con la normativa vigente, siano utilizzate per la ricostruzione delle arginature dell'isola di Batteria, utilizzando le migliori tecniche disponibili.
20. La centrale sia inserita da Enel negli studi e nei programmi applicativi di sequestro della CO₂, come previsto per la centrale di Brindisi.
21. Sia previsto, per quanto possibile, l'interramento delle linee elettriche nei tratti compresi nell'Area del Parco del Delta del Po.

In sede di richiesta di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) il proponente, presenti un Piano di Gestione, Controllo e Dismissione, concordato con Arpav, in cui siano contenuti e dettagliati:

22. le modalità e la frequenza delle misurazioni dei livelli di radioattività nel carbone utilizzato e nelle ceneri, nonché nelle aree esterne alla centrale secondo le mappe di ricadute presentate, al fine di verificare nel tempo l'eventuale accumulo di radioisotopi. Deve essere prevista l'interruzione dell'esercizio dell'impianto in caso di superamento dei limiti di legge,
23. le misure di sicurezza, o i trattamenti alternativi, in caso di malfunzionamento e manutenzione degli impianti di abbattimento fumi,
24. le modalità di gestione (stoccaggio, trasporto, smaltimento e/o riutilizzo) dei rifiuti prodotti e le quantità massime dei rifiuti stoccate; lo stoccaggio dovrà essere fatto in ambienti chiusi.

25. la manutenzione del camino per prevenire gli episodi di "smuts",
26. le modalità e la frequenza di controllo del tenore di zolfo nel carbone e delle caratteristiche del CDR e biomasse, in particolare del contenuto di cloro,
27. le modalità di controllo manuale degli inquinanti emessi in atmosfera con frequenza mensile nei primi tre anni di esercizio e, successivamente, trimestrale,
28. le modalità operative ed i controlli ambientali relativi alla fase di dismissione delle strutture, e post-dismissione,
29. un Piano operativo di intervento di emergenza in caso di potenziale inquinamento prodotto da sostanze derivanti dalla movimentazione delle chiatte,
30. le modalità del biomonitoraggio e di misura dell'accumulo di inquinanti nel terreno ante operam ed in fase di esercizio,
31. il monitoraggio dell'impatto acustico nell'abitato di Pila e nelle altre aree insistenti sul Parco del Delta del Po secondo i rispettivi strumenti comunali di zonizzazione acustica,
32. le codifiche dei rifiuti prodotti, i controlli e le modalità di riutilizzo. In particolare, la classificazione del gesso proveniente dal processo di abbattimento delle emissioni dovrà essere determinata dal competente Ministero,
33. le modalità di controllo ambientale durante tutte le fasi di movimentazione del carbone,
34. un piano di monitoraggio relativamente ai nuovi scarichi della salamoia (800.000 m³/anno di salamoie), considerato il delicato equilibrio ionico (acqua dolce/salata) tipico dell'ambiente del Delta e della Laguna.

Il Segretario della
Commissione Regionale V.I.A.
D.ssa Agnese Rosa

Il Presidente della
Commissione Regionale V.I.A.
Ing. Silvano Vernizzi

Il Dirigente
Unità Complessa V.I.A.
Dott.ssa Laura Salvatore

Il Vice-Presidente della
Commissione Regionale V.I.A.
Avv. Paola Noemi Furlanis

Vanno vistati n. 129 elaborati

LS/sf

AMB_ENELcarbone_ALL_A.doc

