



*Ministero dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio*

Direzione Generale per la Salvaguardia Ambientale
Divisione per la Valutazione di Impatto Ambientale e p.c.
Infrastrutture, Opere Civili e Impianti Industriali

Protocollo N.: DSA 2005/20942

Pratica N.:

Ref. Mittente:

- protocollo n.

- del

- pratica

.....

Endesa Italia	
CORRISPONDENZA IN ARRIVO	
Data	25.1.8...1.2005
Protocollo N.	672
Amministratore Delegato:	
Copia a:	Archivio
<input type="checkbox"/>	Amministrazione, Finanza o Controllo
<input checked="" type="checkbox"/>	Corporate Development
<input type="checkbox"/>	Energy Management
<input type="checkbox"/>	Investimenti e Progetti
<input type="checkbox"/>	Produzione
<input checked="" type="checkbox"/>	Risorse Umane
<input type="checkbox"/>	Segreteria Sociaria e Legale
<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>

Roma, 19 9 AGO. 2005

Endesa Italia S.p.A. Centrale di Monfalcone			
PROT	1577	DATA	
12 SET 2005			
CC	AM	PER	SIC
CSE	TURNO	CHIM	CEDE
ESM	ELE	MEC	PRO

ENDESA Italia S.p.A
Via G. Mangili, 9
00197 ROMA

Ministero per le Attività Produttive
Direzione generale per l'Energia
e le Risorse Minerarie
Ufficio C2
Via Molise 2
00187 ROMA

Ministero per i Beni e le Attività Culturali
Dipartimento per i Beni Culturali e
Paesaggistici
Direzione Generale per i Beni
Architettonici
e Paesaggistici
Via di San Michele 22
00153 ROMA

Regione Friuli Venezia Giulia
Direzione Centrale pianificazione
territoriale
energia, mobilità e infrastrutture di
trasporto
Servizio pianificazione territoriale
regionale ed energia
Via Giulia 75/1
34126 TRIESTE

Provincia di Gorizia
Direzione Territorio e Ambiente
Corso Italia, 55
33170 GORIZIA

Comune di Monfalcone
Piazza della Repubblica, 1
34074 MONFALCONE (GO)

Presidente della Commissione VIA
SEDE

OGGETTO: Verifica di applicabilità della procedura di VIA ai sensi dell'art. 6, comma 2 del DPCM 10.08.1988, n. 377 e art. 6, comma 7 del DPCM 27.12.1988 in relazione al progetto di trasformazione in ciclo combinato della sezione 4 e adeguamento delle sezioni 1 e 2 della centrale di Monfalcone proposto dalla Società ENDESA Italia. Comunicazione degli esiti della verifica.

• **Premesso che:**

- con nota n. 214 del 16.06.2004 (DSA/15203 del 28.06.2004) la società ENDESA Italia S.p.A. ha presentato richiesta di esclusione dalla Procedura di Valutazione di Impatto Ambientale relativa al progetto "Trasformazione in ciclo combinato della Sezione 4 della Centrale di Monfalcone (GO)" congiuntamente alla richiesta di autorizzazione ai sensi del DL. 07.02.02, n. 7 convertito in Legge 09.04.02, n. 55, assunta presso la Direzione Generale per la Salvaguardia Ambientale del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio al prot. n. 15203 del 28.06.2004;
- in data 05.08.2004 (DSA/18053 del 05.08.2004) la Società ENDESA Italia S.p.A. ha trasmesso anche alla Direzione Salvaguardia Ambientale del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio la documentazione relativa allo Studio di Impatto Ambientale del metanodotto (DN600 - 24") Villesse - Centrale di Monfalcone.
Per questo collegamento di circa 18 Km, funzionale all'alimentazione del ciclo combinato in progetto alla sezione 4, è stata presentata istanza alla Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia per la Valutazione di impatto ambientale di competenza regionale;
- in data 06.12.2004 (DSA/27925 del 13.12.2004) la Società ENDESA Italia S.p.A. ha trasmesso le integrazioni richieste dalla Direzione per la Salvaguardia Ambientale con nota DSA/2004/24281 del 02.11.2004;
- in data 16.11.2004 la Società ENDESA Italia S.p.A. ha trasmesso la documentazione (relazione tecnica) relativa al progetto di adeguamento dei gruppi 1 e 2 della Centrale di Monfalcone ai requisiti della Direttiva 2001/80/CE, concernente la limitazione delle emissioni nell'atmosfera di taluni inquinanti originati dai grandi impianti di combustione, precisando che tale documentazione integrava quella trasmessa con l'istanza di Verifica di esclusione dalla procedura di VIA iniziale;

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

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

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

Visto il D.P.R. del 12 Aprile 1996, n. 354 "Regolamento recante norme per il risanamento delle centrali termoelettriche";

Visto l'art. 4 della direttiva 85/337/CEE così come modificato ed integrato dalla direttiva 97/11/CE ed in particolare l'Allegato III alla detta direttiva concernente criteri per la procedura di verifica di assoggettabilità alla procedura di VIA;

Visto l'art. 20 della legge 09.01.1991, n. 9, che consente alle imprese la produzione di energia elettrica determinando in tal modo una liberalizzazione del mercato dell'energia;

Visto il decreto legislativo n. 79 del 16.03.1999 concernente "Attuazione della direttiva 96/92/CE, recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica";

Vista la nota della Regione Friuli Venezia Giulia 26873 del 13.07.2005 con cui è stata trasmessa la delibera della Giunta Regionale n. 1045 del 13.05.2005 nella quale, in merito alla realizzazione del metanodotto di collegamento tra la rete nazionale gas in Comune di



Villesse e la Centrale di Monfalcone, viene espresso parere favorevole con prescrizioni di compatibilità ambientale nonché parere favorevole in merito alla Valutazione di incidenza relativa ai siti d'importanza comunitaria presenti nell'area vasta;

Considerato il parere della Commissione per le valutazioni dell'impatto ambientale n. 713 espresso in data 21.07.2005 a seguito dell'istruttoria sul progetto presentato dalla ENDESA Italia S.p.A.;

Valutato sulla base del detto parere n. 713 del 21.07.2005 della Commissione per le valutazioni dell'impatto ambientale che:

per quanto riguarda il quadro di riferimento programmatico:

-il progetto risulta coerente con:

- la Legge Urbanistica Regionale 52/91 che definisce gli strumenti generali e di dettaglio della pianificazione;
- il D.Lgs. n. 110/02 trasferisce le competenze nel settore energetico in tale materia alla Regione Friuli – Venezia Giulia, abilitandola a legiferare in merito;
- il Piano Regionale di Sviluppo (PRS), istituito dalla LR 24 gennaio 1981 n. 7;
- il Piano Urbanistico Regionale (PURG), approvato con DPGR 826/Pres. del 15 settembre 1978;
- il Piano Infraregionale per lo sviluppo del consorzio industriale del comune di Monfalcone
- il Piano Regolatore Generale del Comune di Monfalcone;
- i vincoli paesaggistico-ambientali, principalmente tratti dalla "Banca Dati Aree Protette in Provincia di Gorizia", presenti nei dintorni della Centrale;
- la Pianificazione Energetica Regionale (D. Lgs. n. 110/2002 e Legge Regionale 19 novembre 2002, n. 30);

per quanto riguarda il quadro di riferimento progettuale:

in merito alla situazione attuale:

- la Centrale è ubicata nell'area industriale del Porto di Monfalcone, in località Lisert, in prossimità del Canale Valentinis, ed occupa una superficie di 230.000 m² circa di proprietà di Endesa Italia;
- le sezioni termoelettriche 1 e 2 sono equipaggiate con caldaie a circolazione naturale, con camera di combustione in depressione e bruciatori tangenziali. Le caldaie sono attualmente attrezzate per la combustione di carbone e olio combustibile;
- le sezioni termoelettriche 3 e 4 sono equipaggiate con caldaie del tipo ad attraversamento forzato, con camera di combustione in pressione e bruciatori frontali. Le caldaie sono attrezzate per la combustione di solo olio combustibile;
- le sezioni 1 e 2 e le sezioni 3 e 4 sono basate su turbine a vapore di potenza elettrica lorda pari, rispettivamente, a 165 MWe, 171 MWe, 320 e 320 MWe;
- il deposito carbone, asservito alle unità 1 e 2, ha una capacità di circa 100.000 t, è a cielo aperto ed occupa un'area di circa 27.000 m². L'autonomia di funzionamento è pari a circa un mese;
- i rifornimenti di carbone avvengono prevalentemente con carboniere da 20.000 t o con chiatte, che attraccano alla banchina di Centrale costruita in fregio al Canale E. Valentinis. Lo scarico del carbone avviene con sistema a benna;
- il parco olio combustibile, in comune per le quattro sezioni, è costituito da 3 serbatoi da 35.000 m³ (serbatoi n. 1, 2 e 3) e da 2 serbatoi da 50.000 m³ (serbatoi n. 4 e 5);

- ubicati nell'area di Centrale. L'approvvigionamento dell'olio avviene tramite piccole petroliere che attraccano direttamente alla banchina della Centrale;
- i fumi prodotti dalla combustione sono convogliati, attraverso i precipitatori elettrostatici ad un camino a quattro canne separate, in comune con le sezioni 1, 2, 3 e 4, di altezza 150 m;
- l'acqua di raffreddamento condensatori è prelevata dal Canale Valentinis tramite due opere di presa indipendenti, una per le sezioni 1 e 2, l'altra per le sezioni 3 e 4. La portata di acqua necessaria per la condensazione del vapore è di circa 11 m³/sec per le sezioni 1 e 2, e di circa 25 m³/sec per le sezioni 3 e 4. La restituzione, comune alle quattro sezioni, è convogliata al Canale Lisert.
L'acqua grezza è prelevata da n. 5 pozzi per un prelievo medio di 205 m³/h (ca. 1.640.000 m³/a). L'autorizzazione all'emungimento dai pozzi è per un totale di 2.586.000 t/anno.
- le quattro sezioni sono collegate alla rete elettrica nazionale alle tensioni 380, 220 e 130 kV mediante linee aeree;
- i gruppi della centrale sono dotati di sistema di combustione a basso livello di NO_x, basato sulla tecnica della combustione a stadi. Per le sezioni 1 e 2 la combustione a stadi è stata realizzata mediante la tecnica *Over Fire Air* (OFA) e mediante ottimizzazione del circuito alimentazione carbone. Per le sezioni 3 e 4 la combustione a stadi è stata ottenuta mediante OFA e *reburning*;
- il controllo e riduzione delle emissioni di particolato nell'effluente gassoso è realizzato tramite elettrofiltri (piastre di captazione in profilati rigidi e dispositivi di percussione di piastre ed elettrodi). I rendimenti di captazione sono idonei a soddisfare i limiti di legge di 50 mg/Nm³;
- l'impianto è attualmente assoggettato alle prescrizioni relative al DM 12.07.1990 ed al decreto MICA del 29/10/1996. In particolare i valori di emissione massimi consentiti sono:
 - Per le sezioni 1 e 2, al carico rispettivamente di 165 e 171 MWe:
 - SO_x come SO₂ 1700 mg/Nm³
 - NO_x come NO₂ 650 mg/Nm³
 - Polveri 50 mg/Nm³
 - Per le sezioni 3 e 4, al carico di 320 MW
 - SO_x come SO₂ 400 mg/Nm³
 - NO_x come NO₂ 200 mg/Nm³
 - Polveri 50 mg/Nm³
- la Centrale di Monfalcone, dopo aver conseguito la certificazione del proprio sistema di gestione ambientale secondo le norme ISO 14001, ha ottenuto la registrazione EMAS n. IT-S-000068 in data 31/07/2001. La verifica della certificazione ambientale prodotta dalla Centrale è stata effettuata da CERTIQUALITY, Istituto di verifica ambientale accreditato dal Comitato Ecolabel Ecoaudit.

Valutato inoltre:

per quanto riguarda il progetto di adeguamento delle sezioni 1 e 2 ai requisiti della Direttiva 2001/80/CE, che

- gli attuali valori limite alle emissioni dei gruppi 1 e 2 sono dettati dal DM 12 luglio 1990;
- la Direttiva 2001/80/CE, in materia di emissioni di SO₂, NO_x e polveri, riguarderà le sezioni 1 e 2 (alimentate a carbone o a olio) della centrale di Monfalcone. Nella tabella seguente i limiti alle emissioni applicabili nel caso dei gruppi 1 e 2 (alimentati a carbone) di Monfalcone (impianti esistenti, cioè impianti con autorizzazione alla



costruzione antecedente al 1 luglio 1987 - potenza termica inferiore a 500 MW) sono messi a confronto con i limiti del DM 12.07.1990;

Concentrazioni limite alle emissioni - Gruppi 1 e 2					
SO ₂ (mg/Nm ³)		NO _x (mg/Nm ³)		Polveri (mg/Nm ³)	
DM 12.07.1990	Dir. 2001/80/CE	DM 12.07.1990	Dir. 2001/80/CE	DM 12.07.1990	Dir. 2001/80/CE
1700	700 Gr. 1 650 Gr. 2	650	600	50	100

- relativamente alla suddetta tabella si evidenzia che:
 - il limite previsto per la SO₂ è diverso per i due gruppi, poiché esso, secondo la Dir. 2001/80/CE, dipende dalla taglia degli stessi;
 - il limite di emissione delle polveri secondo la Dir. 2001/80/CE è superiore a quello attuale (DM 12.07.1990). A questo riguardo, il proponente si impegna a rispettare, anche per il futuro, il limite più conservativo previsto dal DM 12 luglio 1990 (50 mg/Nm³);
- il progetto indica che:
 - per ottemperare ai nuovi limiti di emissione fissati dalla Dir. 2001/80/CE, in particolare per la riduzione delle emissioni di SO₂ entro il limite di 650 mg/Nm³, sarà installato un impianto di desolfurazione del tipo calcare-gesso ad umido per ciascuno dei gruppi 1 e 2;
 - per quanto riguarda le emissioni di NO_x, in virtù degli interventi impiantistici realizzati negli anni novanta, il limite previsto al 1 gennaio 2008 di 600 mg/Nm³ è già rispettato nelle attuali condizioni di esercizio delle unità;
 - per quanto riguarda le emissioni delle polveri, il limite di 100 mg/Nm³ previsto dalla suddetta direttiva, è già rispettato nelle attuali condizioni di esercizio delle unità in virtù degli interventi impiantistici realizzati negli anni novanta. A questo riguardo il proponente si impegna a rispettare, anche per il futuro, il limite più restrittivo ad oggi in vigore di 50 mg/Nm³;
- per raggiungere l'obiettivo posto dalla Direttiva europea (concentrazione di SO₂ all'emissione a valori inferiori a 650 mg/Nm³) il proponente ha scelto quale tipologia di impianto di desolfurazione il processo ad umido calcare/gesso;
- la tecnica di desolfurazione a umido è considerata B.A.T. per impianti di combustione con polverino di carbone nel documento della Commissione europea "Integrated Pollution Prevention and Control - IPPC-" del marzo 2003;
- il processo ad umido calcare - gesso è caratterizzato da una relativa semplicità del processo, dall'alto grado di efficienza di rimozione della SO₂ (tra 80 e 98%) e dalla purezza del gesso prodotto. Inoltre il processo consente un'alta riduzione (> 95%) per HF e HCl, e una ulteriore riduzione dei metalli pesanti e del particolato solido prodotto dalla combustione del carbone, rispetto all'attuale configurazione impiantistica;
- la richiesta oraria di calcare, al carico nominale continuo dei gruppi 1 e 2 e con il carbone con le caratteristiche di riferimento del progetto (1% di zolfo), è pari a circa 4 t/h per i due desolficatori. Il calcare, approvvigionato in polvere tramite autocisterne, omologate per lo scarico in pressione, sarà stoccato presso l'impianto in appositi silos attrezzati con idoneo sistema di filtrazione dell'aria;
- il processo DeSO_x comporta un consumo di acqua dovuto alla saturazione dei fumi e alla formazione del gesso; perciò è prevista una portata di acqua industriale di reintegro;
- le prestazioni di ciascun desolfatore sono riportate nella tabella seguente:

Prestazioni per un gruppo DeSOx			
Parametri	Unità di misura	Ingresso DeSOx	Uscita DeSOx
Portata gas	Nm ³ @/h	584.498	585.061
SO ₂	Kg/h	1.364	273
	mg/Nm ³ @	2.334	466
Acqua dalla combustione	t/h	27	
Acqua industriale	t/h	48,6	
Acqua nei gas saturi	t/h		50
Spurgo assorbitore	t/h		25
Acqua di cristallizzazione	t/h		0,6
Calcare	t/h	1,9	
Gesso	t/h		3,3

Nota: @ gas normalizzati e riferiti al 6% di O₂.

- la capacità del capannone di stoccaggio del gesso sarà di circa 3.000 m³. Il gesso, di qualità commerciale secondo la norma Eurogypsum, sarà trasportato all'industria cementiera tramite automezzi. Non è previsto, quindi, alcun conferimento in discarica;

Fanghi

- la produzione di fanghi deriva dall'esercizio impianto di trattamento chimico fisico di tutti i reflui dell'insediamento produttivo. Si prevede che la quantità di fanghi prodotta dall'impianto sarà di circa 2000 t/anno, con un'umidità del 50%. I fanghi, stoccati provvisoriamente, saranno successivamente conferiti a discariche autorizzate e/o avviati al recupero in conformità al D. Lgs. n. 22/97;

Sistema acqua industriale

- nel processo di assorbimento della SO₂ nell'impianto di desolfurazione dei fumi e nel ciclo di "dewatering" del processo si prevede di utilizzare acqua industriale, in parte proveniente dal sistema di recupero dell'impianto di trattamento delle acque reflue. Con l'inserimento dei sistemi di desolfurazione sui gruppi 1 e 2, con tecnologia calcare/gesso, si avrà una nuova tipologia di refluo originata dallo spurgo continuo del sistema di assorbimento e disidratazione del gesso, la cui portata (massima stimata pari a 25 m³/h per ciascun desolfatore) sarà inviata all'impianto di trattamento degli spurghi della desolfurazione (TSD) di nuova installazione. Con il recupero di acqua reflua ad uso industriale, nonostante il fabbisogno di acqua per l'esercizio degli impianti DeSOx dei gruppi 1 e 2, non è necessario incrementare la disponibilità di acqua industriale esistente;

Sistemi ausiliari

- nell'ambito del progetto di adeguamento sono previsti anche i seguenti sistemi ausiliari:
 - nuovo sistema di trattamento degli spurghi della desolfurazione (TSD), che sarà in grado di trattare tutte le acque reflue dell'insediamento produttivo nella nuova configurazione;
 - intervento sull'impianto di demineralizzazione esistente, che comporterà un sensibile calo dei consumi di reagenti chimici, con la sostituzione parziale del processo a scambio ionico con un processo ad osmosi inversa. Quest'ultimo processo sarà in grado di trattare anche parte o in toto il refluo proveniente dall'impianto di trattamento delle acque reflue (TSD) con benefici gestionali ed ambientali;

- sarà realizzata anche la *raccolta delle acque di prima pioggia*, ed il successivo invio all'impianto di trattamento, attraverso una sistemazione della rete fognaria esistente. La definizione del volume di acque di prima pioggia si basa sul criterio introdotto dalla LR 27 maggio 1985 n°62 (Regione Lombardia) che prevede il recupero dei primi 5 mm di pioggia uniformemente distribuita sull'intera superficie scolante servita dalla rete di drenaggio. Il dimensionamento dei sistemi di recupero sarà attuato considerando che tale valore si verifichi in 15 minuti;
- per la realizzazione degli interventi proposti è necessaria la *demolizione* e adattamento preventivo di alcune opere esistenti. Il progetto di adeguamento delle sezioni 1 e 2 comporterà complessivamente un aumento dei volumi delle opere dell'impianto pari a circa 15.433 m³, mentre le superfici impegnate aumenteranno di circa 747 m². Complessivamente, considerando le demolizioni previste nel progetto di trasformazione delle sez. 3 e 4, si avrà un diminuzione di circa 9267 m³ e di circa 4703 m². In ogni caso tutti gli interventi sono interni al sito di centrale;
- la *movimentazione* dei solidi da e verso la centrale (calcare e gesso) mediante automezzi comporterà l'impiego di circa 12 camion al giorno;

per quanto riguarda il progetto di trasformazione delle sezioni 3 e 4, che

- il progetto per la trasformazione in ciclo combinato della sezione 4, prevede l'installazione di due gruppi turbogas e di due Generatori di Vapore a Recupero (GVR), accoppiati alla turbina a vapore esistente della sezione 4, nell'assetto 2+1, e la dismissione della sezione 3 al collaudo del ciclo combinato;
- i componenti principali che costituiscono le modifiche di progetto sono pertanto:
 - due gruppi turbogas, con relativo alternatore, edificio, cabinati e sistema di controllo;
 - due generatori di vapore a recupero, completi di camini per lo scarico diretto in atmosfera dei fumi dai gruppi turbogas;
 - ciclo termico con relative pompe alimento di media/alta pressione;
 - tubazioni di collegamento dei GVR con la turbina a vapore esistente della sezione 4;
 - trasformatori elevatori di tensione ed interruttori di alta tensione;
 - stazione di misura e trattamento gas naturale;
- per l'esercizio d'impianto nel nuovo assetto sono previste modifiche ed integrazioni ad alcuni sistemi ausiliari, per adeguarli alle nuove apparecchiature installate ed alle mutate condizioni di funzionamento; tra questi principalmente:
 - impianto antincendio;
 - sistemi di acqua grezza e servizi;
 - distribuzione vapore ausiliario;
 - distribuzione aria compressa;
 - sistemi elettrici, di automazione e di supervisione;
 - stazione elettrica;
- sarà invece riutilizzato l'esistente sistema di adduzione/restituzione dell'acqua di circolazione per la condensazione del vapore nel condensatore, previa verifica ed eventuale adeguamento dei componenti;
- i gruppi turbogas saranno idonei per un funzionamento di tipo continuo e saranno dotati di combustori per il contenimento delle emissioni di NO_x del tipo a secco (Dry Low NO_x), senza iniezione di acqua / vapore;
- è prevista la realizzazione di due nuovi camini a servizio dei turbogas; le caratteristiche dei nuovi punti di emissione della sezione 4 sono riportati nella seguente tabella;



Caratteristiche dei nuovi punti di emissione della sezione 4				
	Altez. Camino (m)	Ø int. Bocca (m)	T. fumi (°C)	V. fumi (m/s)
Turbogas G	90	6,4	90	22,5
Turbogas H	90	6,4	90	22,5

Per quanto riguarda le opere connesse:

elettrodotto:

- per il collegamento alla RTN 380 kV del modulo 4 il progetto prevede l'inserimento in stazione elettrica di un sistema in blindato che realizzerà la connessione elettrica degli alternatori dei due turbogas e dell'alternatore della sezione a vapore alla RTN, utilizzando lo stallo 380 kV esistente. Dell'attuale sezione 4 si prevede il riutilizzo dei seguenti componenti principali: alternatore, trasformatore principale, parte dei quadri elettrici MT e BT, e motori MT.
- la rete idranti e schiumogeno del parco nafta verrà modificata in seguito alla demolizione dei 3 serbatoi OCD da 35.000 m³;

gasdotto:

- è previsto un collegamento di circa 18 Km che si allaccerà alla rete nazionale in Comune di Villesse. La costruzione del gasdotto per il collegamento alla rete nazionale sarà effettuato da Endesa Italia;
 - per tale progetto è stata effettuata la Valutazione di Impatto Ambientale da parte della competente Regione Friuli Venezia Giulia. E' stata altresì effettuata dalla stessa Regione la Valutazione d'incidenza relativa ai siti presenti nell'area vasta;
 - gli esiti di detta Valutazione d'impatto ambientale e Valutazione d'incidenza sono stati formalizzati con delibera della Giunta Regionale n. 1045 del 13.05.2005;
 - sebbene non di competenza del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, tuttavia le informazioni relative a dette opere, nonché gli esiti delle valutazioni regionali sono state considerate nel corso dell'istruttoria tecnica;
- la realizzazione del ciclo combinato è prevista nell'area attualmente occupata dai tre serbatoi dell'olio combustibile da 35.000 m³, denominati serbatoi n. 1, 2 e 3, di cui è prevista, pertanto, la demolizione preventiva. I due serbatoi da 50.000 m³, denominati n. 4 e 5 e siti nella zona sud dell'area di Centrale, saranno mantenuti in servizio per l'alimentazione delle sezioni 1 e 2, come supporto o in alternativa alla combustione del carbone;
- le tubazioni di collegamento con la banchina, per il caricamento del combustibile, attualmente afferenti ai serbatoi n. 1, 2 e 3 saranno deviate ai due serbatoi restanti, ed analogamente saranno deviate le tubazioni di alimentazione delle sezioni 1 e 2. I sistemi dedicati all'alimentazione combustibile alle due caldaie 3 e 4 verranno dismessi contestualmente alla fermata della sezione 3, che avverrà a fine intervento;
- la differenza tra nuove costruzioni e demolizioni, relativamente alle sole sezioni 3 e 4, comporterà una diminuzione di circa 24.700 m³ e di circa 5.450 m². Complessivamente, considerando le demolizioni previste nel progetto di adeguamento delle sez. 1 e 2, si avrà un diminuzione di circa 9267 m³ e di circa 4703 m². In ogni caso tutti gli interventi sono interni al sito di centrale;
- il progetto indica che l'amianto non è presente in caldaia o nei condotti gas da demolire. La presenza di questo materiale è limitata ad alcuni sbarramenti antifiama di quadri elettrici e di passaggio cavi. Le fibre di amianto sono comunque già segregate ed inglobate in matrice non friabile. La bonifica è comunque prevista contestualmente agli interventi di trasformazione;
- i dati caratteristici delle sezioni 3 e 4 nella configurazione attuale e in quella a fine progetto (ciclo combinato alla sezione 4 e sezione 3 dismessa) sono sintetizzati nella Tabella

seguinte, nella quale si evidenzia il consistente miglioramento nel rendimento netto della sezione 4 a fine progetto rispetto alle sezioni 3 e 4 attuali.

- Dati caratteristici di funzionamento ante/post operam		
- Caratteristiche principali	- Situazione di riferimento - sezioni 3 e 4	- Dopo trasformazione in ciclo combinato sezione 4 - (sezione 3 dismessa)
- Potenza termica (MW)	- 1600	- 1425
- Potenza elettrica lorda (MWe)	- 640	- 815
- Rendimento netto (%)	- 37,5	- 56,1
- Olio combustibile (Kg/h)	- 142.000	- ----
- Gas naturale (Nm ³ /h)	- ----	- 137.000

Valutato per quanto concerne:

effluenti e le emissioni

- la realizzazione del ciclo combinato alla sezione 4 (con dismissione della sezione 3) comporterà una significativa riduzione negli effluenti e nelle emissioni, come mostrato nella tabella seguente, dove sono messi a confronto gli effluenti e le emissioni nella situazione attuale (sez. 1 e 2 adeguate e sez. 3 e 4 attuali) con la situazione futura /sez. 1 e 2 adeguate e nuova sez. 4 a ciclo combinato);

Tabella 6.8-1 – Effluenti, residui ed emissioni riferiti all'intero impianto			
USCITE	SITUAZIONE ATTUALE DI RIFERIMENTO (Sez 1 e 2 adeguate, e sez 3 e 4 attuali)	DOPO TRASFORMAZIONE IN CICLO COMBINATO (Sez. 1 e 2 adeguate e nuova sez. 4 a CC)	Δ%
Carico termico smaltito in acqua dal circuito raffreddamento sez. 3 e 4 al CMC [MW]	816,0 ⁽¹⁾	508,8 ⁽²⁾	-38
Carico termico smaltito dal totale dei circuiti acqua raffreddamento al CMC [MW]	1273,6 ⁽¹⁾	966,4 ⁽²⁾	-24,
Portata acqua di raffreddamento sez. 3 e 4 al CMC [m ³ /s]	25,0	16,2	-35
Portata acqua di raffreddamento totale al CMC [m ³ /s]	36,0	27,2	-24
Fanghi ITAR (t/anno) esclusi	750	500	-33

desolficatori			
Fanghi ITAR (t/anno) contributo desolficatori	1500	1500	0
SO ₂ (mg/Nm ³) sez. 1-2 (dopo adeguamento)	650	650	0
SO ₂ (mg/Nm ³) sez. 3	400	0	-100
SO ₂ (mg/Nm ³) sez. 4	400	0	-100
SO ₂ (t/h) totale	1,31	0,67	-49
NO _x (mg/Nm ³ come NO ₂) sez 1-2 (dopo adeguamento)	600	600	-
NO _x (mg/Nm ³ come NO ₂) sez 3	200	0	-100
NO _x (mg/Nm ³ come NO ₂) sez 4	200	50	-75
NO _x (t/h) totale	0,94	0,84	-12
Polveri (mg/Nm ³) sez 1-2 (dopo adeguamento)	50	50	0
Polveri (mg/Nm ³) sez 3	50	0	-100
Polveri (mg/Nm ³) sez 4	50	0	-100
Polveri (t/h) totale	0,13	0,05	-61
Acqua grezza (t/anno) da pozzi, esclusi desolficatori	1.800.000 ⁽³⁾ (205 t/h)	1.350.000	-25
Acqua grezza (t/anno) da pozzi, contributo dei desolficatori (incluso recupero refluo)	440.000 ⁽⁴⁾	440.000 (Totale 1.790.000=204 t/h)	--

(1) Il dato di 800 MW riportato nella relazione del giugno 2004, risulta inferiore perché riferito al CNC (320 MW) anziché al CMC (328 MW)

(2) Dati ricavati dai bilanci termici elaborati in sede di sviluppo del progetto, più accurati di quelli contenuti nella relazione del giugno 2004.

(3) L'autorizzazione all'emungimento dei pozzi è per un totale di 2.586.000 t/anno

(4) Reintegro assorbitori: 95 m³/h, pari a 760.000 m³/a; Spurgo assorbitori 50 m³/h, pari a 400.000 m³/a; Il progetto prevede il recupero dello spurgo per ca. 80%: 320.000 m³/a; quindi, consumo netto assorbitori. 440.000 m³/a.

acqua di raffreddamento dei condensatori del vapore e relativi additivi.

- la trasformazione in ciclo combinato della sezione 4 (con dismissione della sezione 3) porterà significative riduzioni del carico termico da dissipare in acqua e, quindi, dell'uso di acqua di circolazione;

AR

- il trattamento delle acque di raffreddamento dei condensatori prevede l'additivazione con ipoclorito alle opere di presa, in periodi dell'anno coincidenti con le massime proliferazioni. Il dosaggio rispetta cautelativamente già all'ingresso un limite di concentrazione pari a 0,2 mg/l, al fine di garantire una concentrazione di cloro allo scarico comunque inferiore ai limiti di legge (tab. 3 di allegato 5 del D. Lgs 152/99). I consumi totali annui di centrale sono, generalmente, compresi tra le 50 e le 80 t (63,6 t nel 2000, ultimo anno di utilizzo);
- si valuta che, in ogni caso, poiché con la trasformazione in ciclo combinato della sezione 4 (e dismissione della sezione 3) è prevista una riduzione delle acque di circolazione di circa il 24%, è prevedibile una conseguente riduzione del consumo di ipoclorito. Complessivamente, quindi, il progetto di trasformazione della sezione 4 comporta significative riduzioni degli impatti sulla componente idrica per gli aspetti di uso di acqua di circolazione, energia termica e additivi immessi nel corpo riceettore;

fanghi e i rifiuti

- con riferimento alla sola sezione 4, rispetto alle attuali sezioni 3 e 4 si prevede una riduzione della produzione di fanghi del 33%, legata alla diminuzione dei reflui trattati, in particolare di quelli provenienti dai lavaggi periodici delle parti a contatto con i fumi;
- per quanto riguarda l'adeguamento delle sez. 1 e 2 è prevista una produzione di circa 1500 t/a di fanghi con umidità inferiore al 50% (tipologia di rifiuto solido);
- la produzione di ceneri da carbone, che possono essere considerate un sottoprodotto in quanto riutilizzabili nell'industria del cemento, viene conferita a recupero in misura superiore al 95%; la produzione di ceneri da olio si azzerà perché la sezione 4 sarà alimentata a gas naturale; la produzione di altri rifiuti rimane sostanzialmente invariata;

consumo di acqua grezza

- attualmente esso è pari ad una media annuale di circa 1.800.000 t/a (ca. 205 m³/h) per l'intero impianto; dopo la trasformazione in ciclo combinato della sezione 4 esso si ridurrà a circa 1.350.000 t/a (esclusi i desolficatori), con una riduzione di circa il 25%;
- per quanto riguarda il reintegro assorbitori, previsti nell'adeguamento delle sez. 1 e 2, esso è di 95 m³/h, pari a 760.000 m³/a. Il progetto prevede il recupero di ca. 80% dello spurgo degli assorbitori (50 m³/h, pari a 400.000 m³/a), pari a ca. 320.000 m³/a. Pertanto il fabbisogno netto degli assorbitori, secondo progetto, sarà di ca. 440.000 m³/a;
- pertanto, con il progetto di nuova sez. 4 (e dismissione delle attuali sez. 3 e 4) e con il recupero degli spurghi dei desolficatori, il consumo di acqua grezza rimarrà praticamente invariato, essendo di circa 1.790.000 m³/a (ca. 204 m³/h);

le acque reflue

- esse non subiranno variazioni significative dal punto di vista della portata di trattamento, poiché, nonostante la dismissione di parte del parco serbatoi olio combustibile, la destinazione d'uso delle varie aree di impianto resterà pressoché invariata. Dopo la trasformazione in ciclo combinato saranno comunque ridotti i quantitativi di acqua proveniente dai lavaggi periodici delle parti a contatto con i fumi, che porterà anche ad una diminuzione dei fanghi prodotti dall'impianto di trattamento (circa il 33%), riferito alla sola sezione 4;

per quanto riguarda il quadro di riferimento ambientale:

stato della qualità dell'aria

- è stata considerata l'area di lato 20 Km centrata sulla centrale. Lo stato di qualità dell'aria ambiente è stato valutato sulla base dei dati registrati negli anni 1996-2003 nelle stazioni della Rete di Rilevamento della Qualità dell'aria (RRQA) Endesa;
- sono stati considerati anche i dati della Rete di Rilevamento della Qualità dell'Aria della Regione Friuli Venezia Giulia (RRQA Regionale), sebbene solo due delle cinque stazioni ricadano nell'ambito del dominio di calcolo considerato nelle simulazioni (quadrato di lato



30 Km centrato sull'impianto), cioè Doberdò e Monfalcone, mentre le altre tre sono a distanze maggiori. Inoltre, in base all'analisi della disponibilità dei dati presentata dal proponente, solo l'anno 2003 e non in tutte le stazioni risulta soddisfare le condizioni di numerosità minima richiesta dal DM 60/2002, in riferimento ai criteri secondo i quali eseguire il calcolo dei parametri statistici;

- nella Tabella seguente, per i diversi inquinanti misurati sono riportati, in confronto ai limiti di legge, i campi di valori registrati complessivamente negli anni 1996-2003 nelle stazioni della RRQA Endesa, mentre per la RRQA Regionale sono riportati i campi di valori relativi al solo 2003 e solo per le stazioni per le quali è soddisfatta la condizione di numerosità minima richiesta dal DM 60/2002.

Qualità dell'aria - Campo di valori - Anni 1996-2003 - Stazioni RRQA Endesa e RRQA Regionale				
		Campo di valori ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		Valori limite ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) DM n. 60/2002
		RRQA Endesa Anni 1996-2003	RRQA Regionale Anno 2003 ⁽¹⁾	
SO ₂	Media annuale	2,8+11	4+8	20 (al 19.7.2001) (protezione degli ecosistemi)
	Valore orario superato più di 24 volte per anno (99,7° percentile)	16+201	26+75	350 (al 1.1.2005)
	Valore giornaliero superato più di 3 volte per anno (99,2° percentile)	9+54	16+28	125 (al 1.1.2005)
NO ₂	Media annuale	4+25	16+37	40 (al 1.1.2010)
	Valore orario superato più di 18 volte per anno civile (99,8° percentile)	36+148 ⁽²⁾	118+149	200 (al 1.1.2010)
NO _x	Media annuale	6,7+44	11+44	30 (al 19.7.2001)
PTS	Media aritmetica delle medie di 24 ore	14+41		
	95° percentile delle medie di 24 ore	22+86		
PM10:	Valore annuale - fase 1	---- ⁽³⁾	22+32	40 (al 1.1.2005)
	Valore giornaliero superato più di 35 volte per anno (90,4° percentile) - fase 1	---- ⁽³⁾	38-52	50 (al 1.1.2005)
Ozono	- Numero giorni di superamento del limite di 120 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ della Media su 8 ore massima giornaliera	---- ⁽⁴⁾	57+109	Valore bersaglio per la protezione della salute umana:

	per l'anno 2003			120 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, da non superare per più di 25 giorni per anno civile come media su 3 anni (o su 1 anno) D. Lgs 21 maggio 2003, n. 183.
--	-----------------	--	--	---

- (1) - Solo dati per il 2003 e per le stazioni per le quali è soddisfatta la condizione di numerosità minima richiesta dal DM 60/02 - Allegato X.
- (2) - Solo nella stazione di Ronchi dei Legionari per l'anno 2003, si osserva un valore di 229 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ superiore al limite di 200 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (valevole al 1.1.2010).
- (3) - Le centraline RRQA Endesa non sono attrezzate per la determinazione del PM10.
- (4) - Le centraline RRQA Endesa non sono attrezzate per la determinazione dell'ozono.

- i dati della RRQA Regionale e quelli della rete Endesa sono coerenti tra loro;
- per quanto riguarda il PM10 questo parametro non è monitorato nelle Stazioni della RRQA Endesa. Tuttavia, tenendo conto che, ai sensi del DM 60/2002, i valori di PM10 possono essere stimati dai valori di PTS divisi per 1,2, si valuta che anche per le centraline della RRQA Endesa i valori di PM10 così stimati non superano il limite di 40 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ come media annua previsto dal DM 60/2002;
- si ritiene necessario che le centraline della RRQA Endesa siano attrezzate anche per il monitoraggio dei livelli di PM10 e ozono;
- i dati riportati, relativi sia alla RRQA Endesa che alla RRQA Regionale, indicano un costante e generalizzato rispetto dei valori limite per gli inquinanti considerati, in tutte le stazioni per gli anni 1996-2003. Si valuta, pertanto, che nell'area considerata non siano presenti situazioni di criticità relativamente alla qualità dell'aria per gli inquinanti considerati;
- riguardo ai dati relativi all'ozono si osserva che le concentrazioni di ozono in aria ambiente sono determinate, oltre che dalle concentrazioni dei precursori (NO_x e COV), anche dalle condizioni meteo-climatiche e dai movimenti di masse d'aria transfrontaliere;
- né dalla Relazione Tecnica presentata, né dalle informazioni disponibili a livello regionale e nazionale è possibile risalire al contributo transregionale e transfrontaliero alle concentrazioni di ozono in aria ambiente nella zona in esame. Tuttavia, in base a quanto noto in merito ai meccanismi di formazione dell'ozono troposferico, è ragionevole supporre che le emissioni locali non costituiscano il contributo principale alle concentrazioni in aria ambiente della zona in esame;
- non si esclude che le emissioni di NO_x della centrale siano passibili di determinare formazione di O_3 in zone anche molto distanti da quella in esame. In generale, si ritiene che la valutazione di tale effetto dovrebbe essere oggetto di studi specifici da svolgere a livello nazionale e regionale, come del resto previsto dalle norme vigenti, in quanto necessita di dati e informazioni relative ad inventari di emissioni e situazioni meteo-climatiche su ampia scala spaziale e temporale;
- nel caso specifico, si valuta che la riduzione complessiva delle emissioni degli ossidi di azoto e di Composti organici volatili, conseguente sia all'adeguamento delle sezioni 1 e 2 ai requisiti della Direttiva 2001/80/CE che alla trasformazione della sezione 4 in ciclo combinato con dismissione della sezione 3, comporterà un beneficio rispetto alla situazione attuale per quanto riguarda i livelli di ozono;

Biomonitoraggio

- lo stato della qualità dell'aria è stato valutato dal proponente anche con riferimento alle risultanze della rete di Biomonitoraggio;



- l'attivazione di una rete sperimentale di monitoraggio biologico, realizzata nel territorio circostante la Centrale di Monfalcone, è stata prescritta dal Decreto Autorizzativo del Ministero dell'Industria del 29/10/96, relativo al risanamento ambientale delle quattro sezioni della Centrale termoelettrica di Monfalcone (GO);
- il risultato complessivo della sperimentazione mostra un quadro relativamente confortante della qualità dell'aria della vasta zona monitorata, specie se comparato con le zone della pianura veneta confinanti ad ovest. La presenza di metalli pesanti è concentrata in alcune zone in corrispondenza di impianti e zone industriali, mentre, per quanto riguarda la presenza di biossido di zolfo, forse il principale caratterizzante delle emissioni della Centrale nell'assetto odierno e nella situazione attuale di riferimento, essa risulta sovrapponibile alle zone previste dai modelli a diffusione utilizzati per prevedere le ricadute della Centrale, confermando, così, la validità delle simulazioni modellistiche.

previsione degli impatti sulla qualità dell'aria

- al fine di rendere evidenti gli impatti ambientali dell'impianto prima e dopo la trasformazione proposta per la sezione 4, il proponente ha assunto, conservativamente, che le sezioni 1 e 2 risultino già rispondenti ("situazione attuale di riferimento") a quanto previsto dalla citata Direttiva EU 2001/80/CE concernente la limitazione delle emissioni nell'atmosfera di taluni inquinanti originati dai grandi impianti di combustione. Le variazioni conseguenti alle modifiche di progetto sono, quindi, mostrate nelle due tabelle seguenti:

Concentrazioni all'emissione nella configurazione attuale di riferimento (sez. 1 e 2 adeguate alla Direttiva EU 2001/80/CE) e futura											
Sorgente		Temp		Portata		Concentrazioni all'emissione					
Nome		°C		Nm ³ /h x10E3		SO ₂		NOx		Polveri	
ante	post	ante	post	ante	post	mg/Nm ³		mg/Nm ³		mg/Nm ³	
						ante	post	ante	post	ante	post
MF1	MF1	100	100	505	505	650	650	600	600	50	50
MF2	MF2	100	100	523	523	650	650	600	600	50	50
MF3	MF4G	135	100	808	2.205	400	0	200	50	50	0
MF4	MF4H	135	100	808	2.205	400	0	200	50	50	0

Flussi di massa nella configurazione attuale di riferimento (sez. 1 e 2 adeguate alla Direttiva EU 2001/80/CE) e futura											
Sorgente		temp		portata		Flussi di massa emessi					
Nome		°C		Nm ³ /h x10 ³		SO ₂		NOx		Polveri	
ante	post	ante	post	ante	post	T/h		T/h		T/h	
						ante	post	ante	post	ante	post
MF1	MF1	100	100	505	505	0,328	0,328	0,303	0,303	0,025	0,025
MF2	MF2	100	100	523	523	0,340	0,340	0,314	0,314	0,026	0,026
MF3	MF4G	135	100	808	2.205	0,323	Trasc.	0,161	0,110	0,040	Trasc.
MF4	MF4H	135	100	808	2.205	0,323	Trasc.	0,161	0,110	0,040	Trasc.
Totale Centrale						1,314	0,668	0,939	0,837	0,131	0,051
Δ %						-49 %		-11%		-61%	

- pertanto, le trasformazioni previste nei due progetti (adeguamento delle sezioni 1 e 2 e trasformazione della sezione 4 in ciclo combinato con dismissione della sezione 3) sono accompagnate da una generale e significativa riduzione delle concentrazioni all'emissione e dei flussi di massa per i tre principali inquinanti emessi dalla centrale SO₂, NOx e Polveri;

- i risultati delle simulazioni delle ricadute per SO₂, NO_x e Polveri, nella configurazione attuale di riferimento e in quella futura sono riportati nella tabella seguente:

Risultati delle simulazioni delle ricadute nell'assetto attuale di riferimento e in quello futuro in confronto con i limiti di legge.

Normativa	Parametro	Limite (µg/m ³)	Inquinante	Attuale di riferimento Sez. 1-4 (µg/m ³)	Futuro Sez. 1&2 e Sez. 4 CC (µg/m ³)	Δ (µg/m ³) %
D.M. 60/2002	n. Media annuale (Protezione ecosistemi)	20	SO ₂	4,8	3,9	-0,9 -18,8 %
D.M. 60/2002	n. Concentrazione superata per 3 g/anno (99.2° percentile)	125	SO ₂	13,7	9,04	-4,66 -34 %
D.M. 60/2002	n. Concentrazione superata per 24 h/anno (99.7° percentile)	350	SO ₂	170,0	117,0	-53 -31,2 %
D.M. 60/2002	n. Media annuale	40	NO ₂	2,1	2,1	0
D.M. 60/2002	n. Concentrazione superata per 18 h/anno (99.8° percentile)	200	NO ₂	70,0	65,8	-4,2 -6 %
D.M. 60/2002	n. Media annuale (Protezione vegetazione)	30	NO _x	4,2	4,2	0
D.M. 60/2002	n. Media annuale	40	PM ₁₀	0,35	0,3	-0,05 -14,3 %
D.M. 60/2002	n. Concentrazione superata per 35 g/anno (90.4° percentile)	50	PM ₁₀	<1	<0,66	
Valore limite DPR n. 203/88	95° percentile giornaliero	300	Polveri	<1	<0,66	

- le simulazioni effettuate evidenziano che le emissioni dalla centrale di Monfalcone non determinano un superamento dei limiti di legge riferiti agli standard di qualità dell'aria (in vigore, abrogati o la cui applicabilità è prevista in un prossimo futuro), sia considerando lo scenario di riferimento attuale sia quello futuro;
- i valori massimi delle ricadute si verificano a circa 3 km in direzione Nord-Est, in territorio sloveno;

per quanto riguarda l'ambiente idrico

- l'acqua di raffreddamento degli impianti continuerà ad essere prelevata dal Canale Valentinis e restituita nel Canale Lisert;
- nella situazione futura:
 - il calore ceduto all'acqua di circolazione dalla nuova sezione 4, rispetto alle attuali sezioni 3 e 4, subirà una diminuzione di circa il 38%, mentre il totale del calore ceduto dall'intera Centrale risulterà ridotto del 24% rispetto alla configurazione attuale;
 - la diminuzione di acqua di circolazione riferita alla sola sezione 4, rispetto alle attuali sezioni 3 e 4, sarà di circa 35%, mentre la diminuzione, riferita all'intera centrale nella configurazione attuale, sarà di circa 24%;
 - l'utilizzo di acqua grezza per uso industriale, prelevata da pozzi locali, considerando anche i consumi aggiuntivi degli impianti di desolfurazione, resterà pressoché invariata;
- si valuta pertanto che i progetti di adeguamento delle sez. 1 e 2 e di trasformazione in ciclo combinato della sezione 4, comporterà un minore uso della risorsa idrica e una minore interazione con l'ambiente idrico in termini di minore energia termica dissipata nel corpo idrico ricettore e minore impiego di additivi per il trattamento delle acque di raffreddamento;

per quanto riguarda suolo e sottosuolo

- la quota di imposta della centrale di Monfalcone è di 2,5 m slm. Il tetto della falda si trova, nel punto più alto, a 2 metri sotto il livello del mare;
- gli scavi si manterranno generalmente ad un livello superiore a quello della falda. Nel caso di scavi in falda saranno messi in opera interventi atti a permettere l'allontanamento delle acque sotterranee e la stabilizzazione dei fronti di scavo;
- le acque provenienti dall'aggettamento della falda perverranno ad una vasca di raccolta opportunamente predisposta dalla quale saranno inviate allo scarico, previo controllo visivo. Il materiale di risulta sarà allontanato dalle aree di scavo e gestito nel rispetto della legislazione vigente;
- per la realizzazione di *fondazioni profonde* (pali di circa 20 metri), potrebbero verificarsi interferenze temporanee con le acque sotterranee;
- in conclusione il limitato volume di sottosuolo impegnato dalle opere di fondazione (circa 24.000 m³) rende l'impatto di dimensioni trascurabili;

per quanto riguarda il rumore

- mancando specifici atti di indirizzo a livello regionale, il Comune di Monfalcone non ha ancora provveduto alla classificazione acustica del proprio territorio; in questa situazione, definita dall'art. 15 della Legge Quadro n. 447/1995 come "Regime transitorio", valgono le disposizioni contenute nel D.P.C.M. 01/03/1991. Si applicano, pertanto, i limiti massimi provvisori di "esposizione al rumore" previsti dal DPCM 1/3/91 relativi al rumore prodotto da tutte le sorgenti acustiche presenti nel sito;
- il sito della Centrale si può ascrivere alle zone "esclusivamente industriali", con limite massimo di livello sonoro equivalente pari a 70 dB(A) sia per il periodo diurno che per quello notturno. L'area confinante con il lato Nord è, invece, ascrivibile alle zone definite come "tutto il territorio nazionale", con limite diurno pari a 70 dB(A) e limite notturno pari a 60 dB(A);
- nell'area di potenziale impatto acustico della centrale non sono presenti recettori sensibili (scuole, ospedali, case di riposo);
- nella Relazione tecnica il proponente ha considerato la situazione futura corrispondente alla



dismissione della sezione 3 e trasformazione in ciclo combinato della sezione 4 con installazione di due nuovi gruppi turbogas e due Generatori di Vapore a Recupero (accoppiati alla turbina a vapore esistente - sezione 4).

Per valutare quantitativamente l'entità della variazione ante/post operam nelle immissioni acustiche nell'ambiente circostante si è fatto ricorso alla modellazione con il modello di simulazione Sound Plan per il calcolo del livello di pressione acustica in 10 punti distribuiti lungo il perimetro della centrale. I livelli di immissione calcolati nella situazione attuale e in quella futura mostrano un generale miglioramento dell'impatto acustico con il nuovo impianto in quanto si prevedono riduzioni significative delle immissioni acustiche in particolare nella zona a Nord della entrata occupata da edifici residenziali (ex rione ENEL). In due punti, ubicati sul perimetro del sito nella zona prospiciente i nuovi gruppi, si osserva, invece, un aumento delle immissioni acustiche. Tuttavia, tale zona non presenta utilizzo abitativo, essendo in ambito portuale. Le isofone relative alla situazione futura presentano, rispetto alle isofone relative alla situazione attuale, un arretramento sul lato Nord comprendente il rione ENEL, ad indicare una riduzione dei livelli di immissione;

- il proponente ha trasmesso ulteriore documentazione sul rumore, consistente in rilievi fonometrici e una modellizzazione dell'impatto acustico che prende in considerazione sia la trasformazione in ciclo combinato della sezione 4 con dismissione della sezione 3) che l'adeguamento delle sezioni 1 e 2 con introduzione dei desolficatori;
- nelle 8 postazioni di rilievo fonometrico considerate, distribuite nella zona residenziale sul lato Nord, i valori di pressione sonora registrati sono stati nel campo 52,0-57,5 dB(A) in periodo diurno e di 48,0-53,5 dB(A) in periodo notturno;
- sono stati presentati i risultati delle simulazioni relative a diversi scenari tra i quali quelli più rilevanti ai fini delle valutazioni dell'impatto acustico derivante dalle trasformazioni progettuali complessive sono:

- Scenario 1: Configurazione impiantistica attuale: Sezioni 1, 2, 3, 4 normalmente funzionanti;
- Scenario 4a: Configurazione impiantistica progettuale: Sezioni 1, 2 inclusi desolficatori e Sezione 4 a ciclo combinato, normalmente funzionanti (periodo diurno);
- Scenario 4b: Configurazione impiantistica progettuale: Sezioni 1, 2 inclusi desolficatori e Sezione 4 a ciclo combinato, normalmente funzionanti (periodo notturno).

La distinzione fra gli Scenari 4a e 4b si è resa necessaria poiché all'interno dell'impianto di desolficazione esistono alcune componenti a funzionamento solo diurno.

Sulle 8 postazioni considerate sono stati calcolati valori tra 46,0 e 53,5 nello scenario 1, valori compresi nel campo 42,5 e 51,5 nello scenario 4a (diurno) e nel campo 42,5-51,0 dB(A) nello scenario 4b (notturno).

Dal confronto dello scenario 1 con gli scenari 4a e 4b si osserva un generale miglioramento [da 0,0 a -5,5 dB(A)] del clima acustico a seguito delle trasformazioni progettuali, eccetto che nella postazione 2 (perimetro del sito prospiciente un desolficatore) dove si osserva un incremento post operam di 0,5 dB(A).

Il profilo dell'isofona corrispondente a 60 dB(A) risulta ampiamente interno al confine della centrale;

- si valuta, quindi, che le trasformazioni progettuali producano apprezzabili benefici nel clima acustico sul territorio circostante la centrale medesima riscontrabili anche in corrispondenza della zona residenziale "ex rione Enel" a Nord;
- tuttavia, considerato che:
 - la zona residenziale a Nord è contigua al perimetro del sito di centrale;
 - essa, a seguito di zonizzazione acustica, ragionevolmente potrebbe essere assegnata alla classe III con limiti assoluti di immissione diurni/notturni pari a 60/50



dB(A);

- alcuni rilievi fonometrici sono superiori ai limiti di immissione della Classe III [diurni/notturni di 60 e 50 dB(A), rispettivamente], alla quale Classe la zona residenziale a Nord del sito ragionevolmente potrebbe essere ascritta a seguito di zonizzazione acustica da parte del Comune di Monfalcone,
- si ritengono necessarie ulteriori indagini fonometriche ante e post operam per valutare più accuratamente il clima acustico con tutte le sezioni in normali condizioni di esercizio e, conseguentemente, interventi con opere di mitigazione - sulle fonti, sulle vie di propagazione e sui recettori - in caso di superamento dei limiti di legge;

per quanto riguarda la componente radiazioni ionizzanti e non ionizzanti

- le opere in progetto non determinano emissioni di tipo ionizzante;
- per quanto riguarda le radiazioni non ionizzanti, le uniche emissioni potenzialmente significative sono quelle derivanti dai campi elettromagnetici associati all'elettrodotto di connessione con la RTN e che comunque tali campi non subiranno variazioni rispetto alla situazione nominale attuale;

per quanto riguarda il paesaggio

- alla fine della realizzazione dei progetti di trasformazione alle sezioni 1 e 2 e alla sezione 4, a fronte della prevista demolizione di tre serbatoi di olio combustibile ed altre opere minori, nonché delle caldaie, degli elettrofiltri e dei condotti gas delle attuali sezioni 3 e 4 è previsto un saldo volumetrico tra nuove costruzioni e demolizioni di circa -9.267 m^3 (-4.703 m^2). Quindi, a fronte dell'inserimento di forme nuove si ha una diminuzione dei volumi presenti. Le forme nuove, comunque, si inseriscono e sono armoniche con l'esistente contesto industriale. Dalle fotosimulazioni presentate si rileva che gli unici elementi di maggiore visibilità saranno essenzialmente costituiti dai due nuovi camini dei gruppi turbogas (alti 90 m). Anche questi camini sono omogenei con il profilo industriale del sito caratterizzato dalla centrale stessa, dal camino esistente e dalle elevate strutture del porto e dei cantieri navali. Inoltre, scompariranno dalla vista i tre serbatoi da 35.000 m^3 ;

per quanto riguarda le componenti faunistica, vegetazionale e SIC

- il proponente ha effettuato la Valutazione d'Incidenza, ai sensi del D.P.R. 12/03/2003 n. 120, sui siti di interesse comunitario (SIC) presenti nell'area vasta di 10 km di raggio intorno alla centrale, tenendo conto degli obiettivi di conservazione degli stessi. Sono stati considerati i seguenti SIC:
 - Laghi di Doberdò e di Pietrarossa (IT3330003), localizzato a circa 2 km in direzione Nord rispetto alla Centrale;
 - Foce del Timavo (IT3330004), localizzato a circa 3 km in direzione Sud-Est rispetto alla Centrale;
 - Foce dell' Isonzo - Isola della Cona (IT3330005), localizzato a circa 3 km in direzione Sud-Ovest rispetto alla Centrale;
 - Valle Cavanata e Banco Mula di Muggia (IT3330006), localizzato a circa 9,5 km in direzione Sud-Ovest rispetto alla Centrale;
 - Cavana di Monfalcone Codice sito: (IT3330007), localizzato a circa 2 km in direzione Sud-Ovest rispetto alla Centrale;
 - Falesie di Duino (IT3340001), localizzato a circa 5,5 km in direzione Sud-Est rispetto alla Centrale;
 - Monte Hermada (IT3340003), localizzato a circa 4 km in direzione Est rispetto alla Centrale;
- la Valutazione di incidenza ha evidenziato che:

- i siti presenti nell'area vasta sono caratterizzati prevalentemente dall'ambiente carsico e da zone umide di particolare rilievo, soprattutto per la fauna ornitica che ospitano;
- gli aspetti del progetto in esame che possono eventualmente interferire sui SIC risultano essere gli effluenti aeriformi, gli effluenti liquidi e le emissioni di rumore;
- relativamente agli aspetti di cui sopra si evidenzia un miglioramento in seguito alle trasformazioni previste in progetto, che comporterà una riduzione delle emissioni degli ossidi di azoto ed uno spiccato miglioramento in termini di concentrazioni di ossidi di zolfo e di polveri, una riduzione nei consumi d'acqua e di calore ceduto dall'impianto al corpo idrico recettore, nonché una riduzione del rumore;
- le finalità di conservazione degli habitat e delle specie della fauna ornitica per le quali sono stati istituiti i SIC sono rispettate;
- in conclusione dalla Valutazione di incidenza si evince che non sono da attendersi incidenze significative avverse sulle componenti vegetazionali, faunistiche e sui SIC;

Esaminate le motivazioni addotte dal proponente per la realizzazione dell'intervento e per la richiesta di esclusione dalla procedura di VIA, che fanno riferimento essenzialmente ai seguenti aspetti:

- la trasformazione in ciclo combinato della Centrale di Monfalcone adempie quanto previsto nel DPCM 4 agosto 2004 "Approvazione del piano per le cessioni degli impianti dell'Enel S.p.A., di cui all'art. 8, comma 1, del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79, e delle relative modalità di alienazione";
- l'adeguamento ai requisiti della Direttiva 2001/80/CE concernente la limitazione delle emissioni nell'atmosfera di taluni inquinanti originati dai grandi impianti di combustione;
- il Protocollo d'Intesa, firmato il 29 luglio 2004, dal rappresentante del proponente e dal Presidente pro tempore della Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia (FVG), dal Presidente pro tempore della Provincia di Gorizia, dal Sindaco pro tempore del Comune di Monfalcone, riguardante la configurazione futura e gli aspetti correlati al funzionamento della Centrale termoelettrica di Monfalcone. Nel protocollo le parti, in sintesi:
 - premettendo di avere interesse comune a che siano realizzate tutte le condizioni che consentano alla Centrale di Monfalcone di essere riconosciuta come una risorsa del territorio, al cui sviluppo si concorre anche attraverso interventi di miglioramento ambientale;
 - concordando, tra l'altro, che il progetto di trasformazione a ciclo combinato costituisce un importante intervento di miglioramento ambientale rispetto alla situazione preesistente;
 - si impegnano a porre in essere tutte le azioni possibili per la sua rapida realizzazione e Endesa Italia si impegna a contribuire, d'intesa con Regione FVG, Provincia di Gorizia ed ARPA, all'istituzione di un Osservatorio Ambientale presso il Comune di Monfalcone.
- il deciso miglioramento, a seguito della trasformazione, di tutti i principali parametri ambientali - con particolare enfasi sulla riduzione delle emissioni e del consumo di risorse - rispetto alla configurazione attuale.

Considerato, per quanto riguarda la variazione delle emissioni, da valutare ai fini dell'esclusione dalla procedura VIA, così come richiesto dal comma 3 dell'articolo 1 del DPCM 377/88:

per quanto riguarda la componente atmosfera che

- la Regione Friuli Venezia Giulia non ha ancora effettuato la zonizzazione del territorio per il conseguimento degli obiettivi di qualità dell'aria;

- i parametri chimici registrati nelle stazioni di monitoraggio della rete Endesa e della rete Regionale sono tutti entro i limiti di legge e descrivono un buono stato di qualità dell'aria;
- la realizzazione dei progetti determinerà una riduzione delle concentrazioni alle emissioni e dei flussi di massa dei principali inquinanti gassosi (SO₂, NO_x, polveri);
- in conseguenza della riduzione delle emissioni, è stimabile un miglioramento nelle concentrazioni in aria ambiente di NO_x, che è consistente nel caso di SO₂ e polveri;
- i valori massimi di ricadute si verificano in territorio sloveno;
- quindi, la realizzazione dei progetti, in assenza di altri fattori, contribuirà a un miglioramento dello stato della qualità dell'aria;
- nelle stazioni della Rete di monitoraggio ENDESA non sono misurati i livelli di PM10 e PM2,5, come richiesto dal DM n. 60/2002.

per quanto riguarda la componente ambiente idrico che

- l'insieme dei due progetti comporterà una diminuzione di circa il 24 % nell'uso di acqua di circolazione per il raffreddamento dei condensatori del vapore, prelevata dal Canale Valentinis e scaricata nel Canale Lisert;
- il calore da smaltire ai condensatori si ridurrà complessivamente di circa il 24 % e che l'incremento termico alla bocca di scarico rimarrà invariato (circa 8,5 °C) tra situazione ante e post operam;
- che l'acqua di raffreddamento è trattata alla presa con concentrazioni di ipoclorito che già alla presa rispettano i valori della tab. 3 di allegato 5 del D. Lgs. 152/1999. Quindi, non è da prevedersi alcun impatto riferibile alla eventuale presenza di additivi chimici. Inoltre, a partire dal 2001 la centrale sta attuando un programma sperimentale di sospensione totale della clorazione continua con il ricorso a tecniche alternative che potranno comportare la minimizzazione o l'annullamento dell'uso di ipoclorito;
- tutte le acque reflue di processo, unitamente alle acque di prima pioggia, saranno inviate all'impianto di trattamento, per garantire il rispetto dei limiti previsti dalla normativa. Le acque meteoriche non inquinabili da olio, e separate da quelle di prima pioggia, saranno convogliate direttamente alla rete bianca del sistema fognario esistente.

per quanto riguarda la componente suolo e sottosuolo che

- nelle fasi di scavo delle fondazioni e di trivellazione dei pali non sono da attendersi interferenze significative con la falda, sia in ragione delle misure cautelative che saranno messe in atto, sia per la relativa brevità e limitatezza delle operazioni.

per quanto riguarda la componente rumore che

- i rilievi fonometrici nell'intorno della centrale hanno mostrato valori inferiori ai limiti assoluti "Tutto il territorio nazionale" del DPCM 01.03.1991, diurni/notturni di 70 dB(A) e, rispettivamente, 60 dB(A);
- l'esame dei risultati delle simulazioni ante/post operam mostra che, sia nel periodo diurno che in quello notturno, il contributo della centrale alle immissioni sonore ai ricettori si ridurrà di 0,0-5,5 dB(A);
- solo in una postazione prospiciente uno dei desolficatori si è stimato un incremento di 0,5 dB(A);
- la zona residenziale a Nord del sito di centrale è contigua al perimetro della centrale.

Considerato in conclusione che:

- il progetto complessivo libererà superfici e ridurrà i volumi dell'impianto rispetto alla situazione attuale, ma che comporterà la realizzazione di due nuovi camini di 90 m di altezza per 6,4 m di diametro, a servizio delle sezioni a ciclo combinato;



- la procedura di esclusione non prevede l'espressione del parere del Ministero per i Beni e le Attività Culturali;
- le simulazioni delle ricadute delle emissioni della centrale hanno considerato il dominio di calcolo costituito da un quadrato che con riferimento alla centrale è caratterizzato da una dimensione Ovest- Est di -15 Km O +10 Km E +/-12,5 Km in direzione Nord-Sud. In questo dominio di calcolo sono compresi territori della confinante Repubblica Slovena;
- i valori massimi delle ricadute calcolate per SO₂, NO₂ e PM10, sebbene non comportino un superamento dei limiti di legge e siano migliorativi rispetto alla situazione attuale di riferimento, si verificano a circa 3 Km in direzione Nord-Est in territorio sloveno;
- la procedura di esclusione dalla VIA non prevede il coinvolgimento della Repubblica Slovena come invece è richiesto dalla Convenzione di Espoo nel caso di Valutazione di Impatto Ambientale in contesto transfrontaliero;
- il progetto complessivo comporta un significativo aumento di potenza elettrica generata (200 MWe)
- la Regione, ai sensi del D. Lgs. 351/99, è il soggetto competente per la valutazione e gestione della qualità dell'aria ed è, quindi, preposta a pianificare gli interventi di risanamento e tutela della qualità dell'aria per il raggiungimento dei valori limite entro i termini stabiliti dalla normativa nazionale, in un'ottica integrata che consideri i diversi comparti emissivi e le diverse condizioni territoriali e meteorologiche;
- la procedura di esclusione dalla VIA non prevede l'espressione del parere da parte della Regione Friuli Venezia Giulia, particolarmente rilevante in materia di qualità dell'aria per quanto sopra detto, né la pubblicazione del progetto con conseguente esclusione del pubblico dalla possibilità di formulare osservazioni;

Questa Direzione, sulla base di quanto premesso e considerato, ritiene:

- che la parte di progetto che prevede l'adeguamento delle Sez. 1 e 2 della Centrale di Monfalcone ai requisiti della Direttiva 2001/80/CE, possa essere esclusa dalla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale a condizione che siano rispettate le seguenti prescrizioni:
 - dovranno essere condotte ulteriori indagini fonometriche ante e post operam per valutare più accuratamente il clima acustico con tutte le sezioni in normali condizioni di esercizio e, conseguentemente, intervenire con opere di mitigazione - sulle fonti, sulle vie di propagazione e sui recettori - in caso di superamento dei limiti di legge;
 - le centraline della RRQA Endesa dovranno essere attrezzate anche per il monitoraggio dei livelli di PM10 e ozono;
- che la parte di progetto che prevede la realizzazione di una nuova sezione 4 da 800 MWe a ciclo combinato nella Centrale di Monfalcone, con dismissione delle attuali sezioni 3 e 4, sia di rilevanza tale da rendere necessaria la procedura di VIA.

Infrastrutture energetiche
Dario Fornai 0657225902
Il Direttore della DIV. III
Dott. Raffaele Ventresca
Tel 0657225903

E Mail ventresca.raffaele@minambiente.it
infrastrutture energetiche
Dario Fornai 0657225902
C.le di Monfalcone comunicazione
verifica di esclusione

Il Direttore Generale
(Ing. Bruno Agricola)

