



Ministero dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio

Direzione Generale per la Salvaguardia Ambientale

Protocollo N. DSA/2004/27478

Ref. Mittente:
protocollo n.
del
pratica

BIANZONE

Mod. 7

Roma 9/12/2004

EniPower S.p.A.
Piazza Vanoni, 1
20097 SAN DONATO MILANESE (MI)

p.c.

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 Puglia
Assessorato Ambiente - Ufficio VIA
Via delle Magnolie, 6/8
70026 MODUGNO (BA)

Provincia di Brindisi
Ufficio Ambiente
Via di Leo, 3
72100 BRINDISI

Comune di Brindisi
Piazza G. Matteotti, 12
72100 BRINDISI

Presidente della Commissione VIA
SEDE

Oggetto: Verifica di applicabilità della procedura di VIA ai sensi dell'art. 6 , comma 7 del DPCM 27.12.1988 in merito all'autorizzazione all'utilizzo di gas petrolchimico in miscela con gas naturale nelle turbine a gas nella nuova centrale a ciclo combinato da 1179 MW localizzata in comune di Brindisi - proponente ENIPOWER S.p.A.

Con nota del 21.04.2004 (protocollata al n. 10560 del 04.05.2004) l'EniPower S.p.A. ha presentato richiesto l'autorizzazione all'utilizzo di gas petrolchimico in miscela con gas naturale nelle turbine a gas nella nuova centrale a ciclo combinato da 1179 MWe in corso di costruzione localizzata in comune di Brindisi.

Questo Ministero:

AA

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 ed in particolare il comma 3 dell'art. 1;

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" ed in particolare il comma 7 dell'art. 6;

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 il punto 13 dell'Allegato II e l'Allegato III alla detta direttiva concernente criteri per la procedura di verifica di assoggettabilità alla procedura di VIA;

Preso atto che:

- EniPower S.p.A. sta completando nell'area dello stabilimento petrolchimico di Brindisi la costruzione di una centrale termoelettrica a ciclo combinato da 1179 MW_e;
- la nuova centrale sarà costituita da:
 - N° 3 turbogas da 258 MW_e alimentati a gas naturale,
 - N° 3 caldaie a recupero
 - N° 3 turbine a vapore da 135 MW_e;
- la detta centrale è stata oggetto di procedura di valutazione di impatto ambientale conclusasi con giudizio positivo di compatibilità ambientale emanato con decreto DEC/VIA/7786 del 7.11.2002;
- il progetto della detta centrale prevede l'utilizzo di gas naturale e il decreto di autorizzazione alla realizzazione e all'esercizio del Ministero per le attività produttive n. 003/2003 del 2.04.03 riportava tra le prescrizioni l'uso esclusivo di tale gas;
- il decreto di compatibilità ambientale DEC/VIA/7786 del 7.11.04 prescrive con l'entrata in esercizio del nuovo impianto, la dismissione di una parte delle apparecchiature della centrale termoelettrica esistente, in particolare la dismissione delle caldaie tradizionali B03, B04 e B01 e il funzionamento solo come riserva fredda della caldaia B06;
- dal processo di stabilimento viene recuperato gas combustibile (Gas Petrolchimico) oggi bruciato in parte nei forni degli impianti petrolchimici ed in parte (circa 60 ktep per anno) nelle caldaie della esistente centrale EniPower;
- sulla base delle caratteristiche chimico-fisiche del Gas Petrolchimico, EniPower ha verificato con il costruttore delle macchine la possibilità di bruciare detto combustibile nelle turbine a gas della nuova centrale a ciclo combinato. La verifica ha confermato la possibilità di utilizzare Gas Petrolchimico soltanto in miscela con gas naturale in modo da limitare l'idrogeno contenuto nella miscela combustibile a valori accettabili per le turbine a gas;

Considerata la necessità di verificare, in base alle normative sopra richiamate, se le modifiche sopra descritte proposte per la centrale di Brindisi, consistenti nell'utilizzo di Gas Petrolchimico, comportino la necessità di applicare la procedura di VIA ai sensi dell'art. 6 della legge 349/1986;

Vista la relazione tecnica, fornita da EniPower S.p.A. in allegato alla nota del 21/04/2004, e le integrazioni successivamente fornite inerenti: prove del costruttore sulle camere di combustione; limiti sul contenuto di idrogeno; assetti di funzionamento dei gruppi a ciclo combinato; integrazioni generali

Valutato sulla base del parere n. 634 espresso dalla Commissione per le valutazioni dell'impatto ambientale nella seduta del 11.11.2004 che:

per quanto riguarda l'assetto della centrale e l'utilizzo di gas petrolchimico:

le motivazioni addotte dal EniPower S.p.A. in merito all'opportunità di utilizzare un nuovo combustibile sono:

- incremento del 3,2% del risparmio energetico correlato alla cogenerazione;
- utilizzo della quota di gas petrolchimico nei combustori delle macchine nel rispetto dei limiti di concentrazione delle emissioni di inquinanti imposti dal decreto VIA
- riduzione delle emissioni di CO₂ di circa 142.000 t/anno rispetto alla configurazione di impianto autorizzata, in quanto il gas petrolchimico sostituisce circa 72,5 Milioni di m³ di gas naturale;
- la nuova centrale è autorizzata a bruciare gas naturale nelle 3 turbine a gas dei cicli combinati per una quantità oraria complessiva stimata pari a 209.940 Sm³/h;
- nelle condizioni normali di esercizio la disponibilità di gas petrolchimico è pari a 14.886 Sm³/h.
- il proponente chiede di impiegare, in miscela con il metano il gas petrolchimico prodotto nella raffineria, per una quantità oraria massima prevista pari a 26.668 Sm³/h.
- le condizioni massime di esercizio corrispondono a particolari assetti dell'impianto Steam Cracking dello Stabilimento, che si prevedono di durata temporale limitata, con maggiori produzioni di gas petrolchimico a più alto tenore di idrogeno;
- l'avviamento di ogni turbina a gas sarà realizzato solamente mediante gas naturale fino a quando il gruppo non raggiunge la condizione di funzionamento stabile corrispondente ad un carico minimo del 60%;
- durante le fasi transitorie di avviamento e di fermata del gruppo, stimate nell'ordine di alcune decine di minuti, il gas petrolchimico presente nelle tubazioni sarà inviato in torcia;
- le caratteristiche del gas di raffineria sono quelle riassunte nella tabella seguente:

<i>Caratteristiche del gas di raffineria</i>			
Composizione		Normale	Massima
CO	%vol	0,5	1,0
H ₂	%vol	65,2	77,7
C ₁	%vol	33,5	18,0
C ₂	%vol	0,2	0,5
C ₃	%vol	0,1	0,5
C ₄	%vol	0,2	1,0
C ₅ e superiori	%vol	0,1	0,3
N ₂	%vol	0,2	1,0
P.C.I.	kcal/Nm ³	4.670	3.920
P.M. medio	kg/kmole	7,15	5,32

- il proponente ha commissionato un'indagine al costruttore delle turbine finalizzata a verificare la possibilità di impiego del suddetto gas di raffineria nelle turbine stesse ed in particolare volto a definire il campo di stabilità delle miscele H₂+CH₄ sul bruciatore reale e l'effetto della % di H₂ sulla produzione di NO_x;
- lo studio è stato condotto in 3 fasi :

1. fase di simulazione in cui è stato analizzato con opportuni tools di simulazione numerica il comportamento di miscele $H_2 + CH_4$ alle condizioni caratterizzanti il sistema di combustione e sono stati definiti i parametri e le condizioni per la sperimentazione sul bruciatore reale.
 2. sperimentazione sul bruciatore reale in condizioni atmosferiche per valutare la dinamica reale di combustione e il comportamento della fiamma al variare della concentrazione di H_2 verificando gli effetti sulla temperatura degli elementi critici del bruciatore e la posizione del fronte di fiamma
 3. rielaborazione numerica dei risultati della sperimentazione e successiva sperimentazione sul bruciatore in pressione a condizioni reali. In queste condizioni, oltre a verificare il comportamento della fiamma è stato verificato l'impatto sulla produzione di NO_x che tipicamente dipende dalla pressione reale della camera di combustione.
- il costruttore ha indicato come limite di accettabilità garantito un contenuto cautelativo del 15% di idrogeno in miscela sulla base di considerazioni che estrapolano il risultato sperimentale reale ottenuto per il singolo bruciatore al funzionamento dell'intera camera di combustione della macchina. Nell'estrapolazione risultano introdotti coefficienti conservativi rispetto al risultato sperimentale sul singolo bruciatore per tenere conto di eventuali problematiche di dinamica complessiva del sistema di combustione che potranno essere verificati solo in campo. Secondo quanto dichiarato dal Proponente, con un contenuto del 15% di idrogeno in miscela, l'effetto sulle emissioni di NO_x rilevato sperimentalmente è trascurabile.
 - il Proponente dichiara che l'utilizzo di gas petrolchimico in miscela con il gas naturale consentirà di rispettare i seguenti limiti orari alle emissioni già autorizzati:
 - NO_x : 50 mg/Nm³
 - CO: 30 mg/Nm³

riferiti al 15% di O_2

- il proponente, in considerazione dei margini conservativi inclusi nella determinazione del limite percentuale sopraindicato, prevede nelle prove di avviamento e messa a punto delle macchine di poter ottimizzare ulteriormente l'utilizzo di gas petrolchimico al fine di incrementare, se possibile, la concentrazione di H_2 in miscela a valori superiori al 15% nel rispetto delle condizioni di sicurezza e dei limiti alle emissioni;
- il proponente dichiara che, poiché l'incremento della percentuale di H_2 al di sopra dei valori limite (~15%) potrebbe determinare innalzamenti di temperatura e danni al sistema di combustione correlati ad una maggiore velocità di fiamma dell' H_2 , che potrebbe determinare un arretramento della stessa fino a danneggiare il bruciatore e si potrebbe avere anche un leggero incremento delle emissioni di NO_x , il sistema di controllo sarà opportunamente modificato per tenere conto della nuova problematica di combustione e quindi per evitare che la miscela superi la percentuale limite prefissata e per monitorare le zone critiche della camera di combustione a protezione della stessa. Nel caso su una macchina, per qualsiasi motivo, si rilevino in zone critiche innalzamenti di temperatura al di sopra delle soglie accettabili, il prelievo di gas petrolchimico verrà ridotto o annullato e la relativa quota verrà trasferita automaticamente alle altre macchine;
- i possibili assetti di funzionamento della centrale prevedono l'utilizzo di tutta la portata di gas petrolchimico in una singola turbina a gas, ovvero una ripartizione del gas su due o tre macchine, garantendo comunque il rispetto delle limitazioni tecniche sul contenuto di idrogeno nella miscela finale imposte dal costruttore;
- nel caso di utilizzo della portata normale di gas petrolchimico su una sola turbina a gas, in miscela con una portata di gas naturale pari 59.992 Sm³/h la percentuale di H_2 contenuta nella miscela gas naturale-gas petrolchimico è pari al 12,96%
- nell'ipotesi di gas petrolchimico ripartito su 2 macchine il contenuto di idrogeno nella miscela finale è inferiore in modo consistente alle condizioni limite imposte dal costruttore (6,79%),



- dato che la portata del gas petrolchimico viene miscelata con la portata di gas naturale di due macchine (circa 128038 Sm³/h);
- nell'ipotesi che il gas petrolchimico venga suddiviso in quantità uguale su 3 macchine il contenuto in percentuale di H₂ nella miscela finale scende a valori inferiori al 5%. Il gas petrolchimico integra una portata complessiva di gas naturale, riferita a tre turbine a gas, di circa 196084 Sm³/h;
 - nelle condizioni massime di esercizio la verifica sul contenuto di idrogeno (78%) della miscela finale porta ad escludere la possibilità di utilizzare tutta la portata di gas petrolchimico (26.668 Sm³/h) in una sola macchina;
 - il Proponente dichiara che poiché gli assetti produttivi della centrale EniPower prevedono sempre la marcia in parallelo di due gruppi a ciclo combinato è sempre possibile ripartire il gas petrolchimico su almeno due macchine;
 - la portata di gas petrolchimico disponibile nei brevi periodi di condizione massime di produzione, se ripartita su 2 turbine a gas, consente di limitare il contenuto di idrogeno nella miscela finale ad un valore pari al 13,75%;
 - nell'ipotesi di ripartire il gas petrolchimico su 3 macchine, il contenuto di idrogeno nella miscela scende a valori di circa il 10% a partire da un valore massimo di circa il 78% presente nel gas petrolchimico;
 - dal punto di vista impiantistico l'impiego di gas petrolchimico non richiede interventi ed integrazioni progettuali sostanziali rispetto allo schema di centrale iniziale;
 - il gas petrolchimico verrà reso disponibile dallo stabilimento in condizioni di pressione e temperatura già idonee per l'utilizzo nelle camere di combustione delle turbine a gas;

per quanto riguarda gli aspetti relativi alla qualità dell'aria:

- dal confronto tra la configurazione di funzionamento con il solo gas naturale (Caso A) e quella di utilizzo della miscela gas naturale – gas petrolchimico (CASO B) e riferite al 100% del carico elettrico a 15°C, 1,013 bar, 60% umidità relativa, riportati nella seguente tabella:

Emissioni in atmosfera di un gruppo (375 mw_e)			
	CASO A	CASO B	
Portata fumi tal quale	2.357	2.340	Ton/h
Portata fumi secchi al 15% di O ₂	2.060	2.040	Nm ³ /h
Temperatura al camino	90-110	90-110	°C
Composizione gas di scarico			
O ₂	12,58	12,64	% vol
N ₂	74,48	74,47	% vol
Ar	0,88	0,87	% vol
CO ₂	3,73	3,61	% vol
H ₂ O	8,33	8,41	% vol
Valori massimi di emissione			
NO _x	50,0	50,0	mg/Nm ³
CO	30,0	30,0	Mg/Nm ³
NO _x	103,5	101,9	kg/h
CO	62,2	61,1	kg/h

- i rapporti caratteristici delle quantità di fumi prodotti per unità di potenza termica relativi a CH₄ e H₂ e di seguito riportati

Rapporti caratteristici fumi/combustibile		
	Portata fumi stechiometrica [kg/Mcal]	Differenza sul CH4 [%]
CH4	1,52	0,00
H2	1,22	- 20

- i valori massimi di emissione riferiti al kWh prodotto e di seguito riportati:

EMISSIONI IN ATMOSFERA DI UN GRUPPO SINGOLO			
Valori Massimi di Emissione			
	CASO A	CASO B	
NOx	0,282	0,278	g/kWh
CO	0,169	0,167	g/kWh

- a seguito della detta valutazione si deduce che l'impiego di Gas Petrolchimico consente di ridurre il consumo annuo di gas naturale di circa 72,5 Milioni di Sm³, a cui corrisponde una riduzione di emissione annua di CO₂ di circa 142.000 t/anno.

per quanto riguarda gli aspetti relativi alla componente acqua e rumore:

- in merito agli altri aspetti che il DPR 354 del 12.4.96 richiede di esaminare ai fini della esclusione dalla procedura VIA (in aggiunta al solo criterio della riduzione quantitativa delle emissioni previsto dal comma 3 dell'articolo 1 del DPCM 377/88), si può rilevare quanto segue:
 - per quanto riguarda il prelievo e lo scarico delle acque destinate al sistema di raffreddamento e condensazione delle sezioni a vapore, il sistema resterà inalterato e utilizzerà il circuito esistente, ivi comprese le opere di presa e di scarico dell'acqua di raffreddamento.
 - per quanto riguarda il rumore le modifiche impiantistiche correlate all'impiego di Gas Petrolchimico non determinano variazioni delle immissioni acustiche autorizzate.

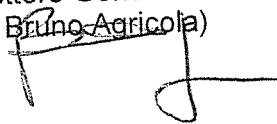
RITIENE che l'intervento in oggetto sia migliorativo delle condizioni ambientali rispetto all'impianto attuale e pertanto che non sia necessaria l'applicazione della procedura di valutazione dell'impatto ambientale di cui all'articolo 6 della Legge 349 del 1986, a condizione che vengano puntualmente rispettate le prescrizioni di seguito riportate:

- deve essere assicurato, in ciascun gruppo, l'utilizzo di una miscela di gas petrolchimico e gas metano, con un contenuto di idrogeno non superiore al 15% con le specifiche riportate in Tab.1;
- l'avviamento di ogni turbina a gas dovrà essere realizzato solamente mediante gas naturale fino a quando il gruppo non raggiunge la condizione di funzionamento stabile corrispondente ad un carico minimo del 60%;
- il controllo e la registrazione in continuo della composizione della miscela di gas utilizzato in ogni singolo impianto deve essere assicurato da un sistema automatico che non consenta l'invio alle camere di combustione di miscele con contenuto di H₂ superiore al 15%;
- dovranno essere rispettati i limiti orari alle emissioni di:
 - NO_x: 50mg/Nm³
 - CO: 30 mg/Nm³

riferiti al 15% di O₂;

- l'eventuale impiego di miscele di gas metano e gas petrolchimico aventi contenuto di idrogeno superiore al 15% dovrà essere sottoposto a nuova verifica ai sensi della normativa sulla valutazione di impatto ambientale, sulla base dell'analisi del monitoraggio degli effetti del contenuto in idrogeno del combustibile utilizzato, sulle emissioni e sulla funzionalità dell'impianto, quali risulteranno dai dati registrati nel corso almeno delle prime 6500 ore di funzionamento dell'impianto nelle condizioni sopra prescritte. I dati rilevati dal monitoraggio, secondo modalità concordate con ARPA Puglia, dovranno essere inviati periodicamente ad ARPA Puglia stessa.

Il Direttore Generale
(Ing. Bruno Agricola)

A large, stylized handwritten signature in black ink, possibly reading 'R. Agricola', written over a horizontal line.A smaller handwritten signature in black ink, appearing to be 'Bruno Agricola', written over a horizontal line.