





## DOMANDA DI AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE

(D.Lgs. 18 febbraio 2005, n. 59)

Il sottoscritto <u>Stefano RIOTTA</u>	nato il <u>21/05/1976</u>
a <u>Pietrasanta</u>	(prov.) <u>LU</u> codice ISTAT <u>046</u>
residente (per la carica) a <u>Castel San Giovanni</u>	(prov.) <u>PC</u> codice ISTAT <u>033</u>
via <u>Argine Po</u>	n. <u>2</u>
in qualità di gestore dell'impianto IPPC denominato	
<u>ENEL Produzione S.p.A - Impianto turbogas di ALESSANDRIA</u>	

### CHIEDE

ai sensi della normativa in oggetto, l'autorizzazione integrata ambientale per l'impianto sopra citato, che si trova nella situazione appresso definita.

<input type="checkbox"/> Nuovo impianto	
<input checked="" type="checkbox"/> Impianto esistente	<input type="checkbox"/> Prima autorizzazione
	<input type="checkbox"/> Rinnovo a seguito di scadenza naturale della precedente autorizzazione (indicare gli estremi dell'atto) -----
	<input type="checkbox"/> Nuova autorizzazione a seguito di cambio ragione sociale
	<input checked="" type="checkbox"/> Nuova autorizzazione a seguito di ampliamento e/o ristrutturazione impianto e/o sistemi di depurazione che comportino variazione qualitativa o quantitativa dell'inquinamento preesistente (Decreto AIA exDSA-DEC-2009-0001632 del 12/11/2009) - <b>Istanza di modifica sostanziale.</b>
	<input type="checkbox"/> Nuova autorizzazione a seguito di revoca della precedente autorizzazione (indicare gli estremi dell'atto) -----
	<input type="checkbox"/> Riesame
<input type="checkbox"/> Impianto da dismettere Data prevista per la dismissione dell'impianto IPPC ----- (compilare solo se è prevista la dismissione entro il tempo di validità dell'autorizzazione integrata ambientale)	

A tal fine allega l'attestazione del pagamento effettuato, la documentazione indicata nell'apposito "Prospetto degli Allegati" e si impegna a pubblicare a propria cura e spese su un quotidiano a diffusione nazionale, entro 15 giorni dal ricevimento della comunicazione di avvio del procedimento da parte dell'Autorità Competente, l'annuncio previsto all'art. 4, comma 5, del D. Lgs. 372/99, e a trasmetterlo entro 5 giorni alla stessa Autorità a riscontro della eseguita pubblicazione.

Eventuali comunicazioni potranno essere inviate al seguente recapito ENEL Produzione S.p.A - UB La Casella via Argine Po, 2 Castel San Giovanni – 29015 (Piacenza)

Estremi del pagamento versamento su c.c. postale n. 871012 del 09.08.2012 (estremi 55/365 06 09-08-12 P 0027 VCYL 0088)

Il sottoscritto dichiara di essere edotto di quanto riportato nella **guida alla compilazione della domanda** di autorizzazione integrata ambientale e di essere a conoscenza delle sanzioni penali previste dall'art. 76 del D.P.R. n. 445/2000 in caso di **dichiarazioni false o non più rispondenti a verità**.

Ai sensi dell'art. 38 del D.P.R. n. 445/2000 la firma della presente domanda non è soggetta ad autenticazione nel caso in cui sia apposta in presenza di un dipendente addetto dell'Amministrazione oppure alla stessa venga allegata una **copia fotostatica di un documento di identità** del sottoscrittore.

Ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs 196/2003 si informa che i dati contenuti nella presente domanda verranno utilizzati unicamente per provvedere allo svolgimento delle funzioni istituzionali previste in materia di tutela

ambientale e specificatamente dal D.Lgs 59/2005. All'interessato spettano altresì i diritti previsti dall'art. 7 del decreto citato.

I dati relativi al recapito riguardano il luogo presso il quale il richiedente desidera ricevere le comunicazioni inerenti alla procedura autorizzatoria; il richiedente deve comunicare ogni variazione del recapito e della residenza all'Autorità Competente.

**ALLEGATI:**

- Attestazione del pagamento effettuato
- Copia fotostatica di un documento di identità del sottoscrittore
- Elenco degli allegati alla domanda compilato e firmato
- Schede ed allegati, come specificato nell'Elenco

Luogo e data: Castel San Giovanni, 08/08/2012 Firma del Gestore *Stefano Cotto*

**ELENCO DEGLI ALLEGATI ALLA DOMANDA**

IMPIANTO turbogas di ALESSANDRIA \_\_\_\_\_

**Le schede e gli allegati contrassegnati (\*) riguardano solo impianti esistenti.**

Rif.	SCHEDE	Allegato	Numero di pagg.	Riservato
A	Informazioni generali	<input checked="" type="checkbox"/>	1	-
B	Dati e notizie sull'impianto attuale	<input checked="" type="checkbox"/>	3	<input type="checkbox"/>
C	Dati e notizie sull'impianto da autorizzare *	<input type="checkbox"/>		-
D	Individuazione della proposta impiantistica ed effetti ambientali	<input type="checkbox"/>		-
E	Modalità di gestione degli aspetti ambientali e piano di monitoraggio	<input type="checkbox"/>		-
	Sintesi non tecnica	<input type="checkbox"/>		-
<b>TOTALE SCHEDE ALLEGATE</b>		<b>2</b>	<b>4</b>	
<b>Note:</b>	<p>Per quanto NON trasmesso in questa sede – inerente alle parti A, B, C, D, E – si intende confermato dalla relativa documentazione presentata in sede di domanda di autorizzazione e trasmessa con protocollo Enel-Pro- 0001855 del 27/07/2006 e già descritto ed autorizzato con decreto AIA U.prot. exDSA-DEC-2009-0001632 del 12/11/2009.</p> <p>Si allega inoltre:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verbale riunione Supporto ISPRA - Gruppo Istruttore - Gestore del 14.06.2012;</li> <li>• Lettera prot. Enel-PRO-0032823 del 12/08/2010 e relativi allegati.</li> </ul>			

Data 08/08/2012Firma del Gestore 

**IMPIANTO turbogas di ALESSANDRIA**

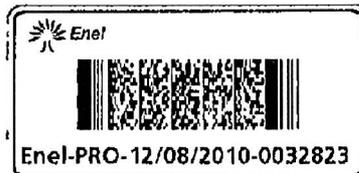
Rif.	ALLEGATI ALLA SCHEDA A	Allegato	Numero di pagg.	Riservato
A 10	Certificato Camera di Commercio *	<input type="checkbox"/>		-
A 11	Copia degli atti di proprietà o dei contratti di affitto o altri documenti comprovanti la titolarità dell'Azienda nel sito *	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>
A 12	Certificato del Sistemi di Gestione Ambientale *	<input type="checkbox"/>		-
A 13	Estratto topografico in scala 1:25000 o 1:10000 (IGM o CTR)	<input type="checkbox"/>		-
A 14	Mappa catastale in scala 1:2000 o 1:4000	<input type="checkbox"/>		-
A 15	Stralcio del PRG in scala 1:2000 o 1:4000	<input type="checkbox"/>		-
A 16	Zonizzazione acustica comunale	<input type="checkbox"/>		-
A 17	Autorizzazioni di tipo edilizio (concessioni, licenze o concessioni in sanatoria) *	<input type="checkbox"/>		-
A 18	Concessioni per derivazione acqua *	<input type="checkbox"/>		-
A 19	Autorizzazione allo scarico delle acque *	<input type="checkbox"/>		-
A 20	Autorizzazione allo scarico delle emissioni in atmosfera *	<input type="checkbox"/>		-
A 21	Autorizzazioni inerenti la gestione dei rifiuti *	<input type="checkbox"/>		-
A 22	Certificato Prevenzione Incendi *	<input type="checkbox"/>		-
A 23	Parere di compatibilità ambientale	<input type="checkbox"/>		-
A 24	Relazione sui vincoli urbanistici, ambientali e territoriali	<input type="checkbox"/>		-
A 25	Schemi a blocchi	<input type="checkbox"/>		-
A 26	Altro (da specificare nelle note)	<input type="checkbox"/>		-
<b>TOTALE ALLEGATI ALLA SCHEDA A</b>				
Note:				

Data 08/08/2012Firma del Gestore 

**IMPIANTO turbogas di ALESSANDRIA**

Rif.	ALLEGATI ALLA SCHEDA B	Allegato	Numero di pagg.	Riservato
B 18	Relazione tecnica dei processi produttivi	<input type="checkbox"/>		-
B 19	Planimetria dell'approvvigionamento e distribuzione idrica	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>
B 20	Planimetria dello stabilimento con individuazione dei punti di emissione e trattamento degli scarichi in atmosfera	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>
B 21	Planimetria delle reti fognarie, dei sistemi di trattamento, dei punti di emissione degli scarichi liquidi e della rete piezometrica	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>
B 22	Planimetria dello stabilimento con individuazione delle aree per lo stoccaggio di materie e rifiuti	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>
B 23	Planimetria dello stabilimento con individuazione dei punti di origine e delle zone di influenza delle sorgenti sonore	<input type="checkbox"/>		-
B 24	Identificazione e quantificazione dell'impatto acustico	<input type="checkbox"/>		-
B 25	Ulteriore documentazione per la gestione dei rifiuti	<input type="checkbox"/>		-
B 26	Altro (da specificare nelle note)	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>
<b>TOTALE ALLEGATI ALLA SCHEDA B</b>				
<b>Note:</b>				

Data 08/08/2012Firma del Gestore 



DIVISIONE GENERAZIONE ED ENERGY MANAGEMENT  
PRODUZIONE CICLO COMBINATO E TURBOGAS  
UNITÀ DI BUSINESS TERMOELETTRICA LA CASELLA

20015 Castel San Giovanni (PC), Via Argine Po 2  
T +39 0523723611 - F +39 0523723848

**Spett.le MINISTERO DELL'AMBIENTE E  
DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE**  
Direzione Generale per la Salvaguardia ambientale -  
Divisione VI-RIS  
Via C. Colombo, 44  
00147 ROMA  
Alla c.a. dott. Giuseppe Lo Presti

**Spett.le MINISTERO DELL'AMBIENTE E  
DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE**  
Commissione per l'IPPC c/o ISPRA  
Via Curtatone, 3  
00185 ROMA  
Alla c.a. D. Ticali, Presidente Commiss. IPPC

**ISPRA**  
Via Vitaliano Brancati, 48  
00144 ROMA  
Alla c.a. ing. Alfredo Pini

**Oggetto:** Decreto DSA-DEC-2009-0001632 del 12.11.2009 di Autorizzazione Integrata Ambientale della Centrale turbogas di Alessandria.  
Piano di ambientalizzazione, "Fase post adeguamento".

Con riferimento a quanto disposto dall'art. 1, comma 3 del decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale in oggetto, si trasmette in allegato il piano di ambientalizzazione prescritto, relativamente alla "Fase di post adeguamento".

Come descritto nella relazione allegata, non si intravedono soluzioni atte a garantire il rispetto dei limiti previsti nella fase identificata come "fase post adeguamento".

In considerazione del fatto che l'impianto di Alessandria rientra tra quelli ritenuti "necessari ai fini della sicurezza del sistema elettrico nazionale", come indicato da Terna nella lettera prot n° TE/P20100005248 del 23 aprile 2010 (allegato A1 alla relazione di cui sopra), salvo diversa indicazione successiva di Terna, Enel propone di mantenere in servizio i due gruppi di produzione in assenza di adeguamento ai livelli emissivi Bref, mantenendo i limiti di concentrazione nelle emissioni ora previsti per la fase transitoria ma garantendo da subito e per tutto il periodo di vigenza dell'AIA l'ulteriore riduzione della capacità produttiva dell'impianto a 400 ore annue di funzionamento.

Qualora nel periodo di vigenza dall'AIA venissero meno i requisiti di essenzialità dell'impianto attualmente indicati da Terna e non si individuassero possibilità di adeguamento alle Migliori Tecnologie Disponibili, l'impianto verrebbe messo fuori servizio.





L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

Considerato che nel conteggio delle ore di funzionamento massime annue previste per i due turbogas vanno ricompresi anche i periodi necessari alla esecuzione delle prove per la verifica delle emissioni, imposte al punto 5.3 della vigente autorizzazione, si chiede la riduzione di frequenza delle suddette prove, da eseguirsi con cadenza semestrale anche in un'ottica di ulteriore riduzione delle emissioni totali annue dell'impianto.

Si chiede pertanto la modifica dell'autorizzazione in oggetto, in coerenza con le proposte sopra indicate.

Trasmettiamo il bollettino di c.c.p. attestante il versamento della tariffa istruttoria, di cui all'allegato III del decreto interministeriale 24 aprile 2008, così come indicato dall'art. 1, comma 4 del soprarichiamato decreto AIA.

Rimaniamo disponibili per eventuali chiarimenti ed integrazioni.

Distinti saluti.

Salvatore Casula  
Responsabile

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Casula", written over the printed name and title.

All: c.s.

ID: 5452040



**DIVISIONE G.E.M**

**UNITA' DI PRODUZIONE CICLI COMBINATI**  
**SUPPORTO TECNICO**

**CENTRALE TERMOELETTRICA DI ALESSANDRIA**

**PIANO DI AMBIENTALIZZAZIONE AI SENSI DELL'ART. 1**  
**C. 3 DEC EX DSA 2009 0001632 DEL 12/11/2009**

09 agosto 2010

<b>Divisione GEM</b> UDP CC <i>Supporto Tecnico</i>	<i>PIANO DI AMBIENTALIZZAZIONE</i>		
		Pag.	2

TITOLO: **PIANO DI AMBIENTALIZZAZIONE AI SENSI DELL'ART. 1 C. 3 DEC EX DSA 2009  
0001632 DEL 12/11/2009**

Rev.	DESCRIZIONE DELLE REVISIONI			
0	09-08-2010	UdP CC - ST		UdP CC
REV.	DATA	UNITA' EMITTENTE	COLLABORAZIONI	APPROVAZIONE

<b>Divisione GEM</b> UDP CC <i>Supporto Tecnico</i>	<i>PIANO DI AMBIENTALIZZAZIONE</i>	
		Pag. 3 di 23

## **INDICE**

<b>1. FINALITA' DEL DOCUMENTO</b>	<b>4</b>
<b>2. STATO ATTUALE DELLE MACCHINE</b>	<b>4</b>
<b>3. STATO TECNOLOGICO ATTUALE</b>	<b>5</b>
<b>4. IPOTESI DI INTERVENTO VAGLIATE</b>	<b>12</b>
<b>5. CONCLUSIONE</b>	<b>18</b>
<b>6. PROPOSTE OPERATIVE</b>	<b>18</b>
<b>ALLEGATI</b>	<b>23</b>

<b>Divisione GEM</b> UDP CC <i>Supporto Tecnico</i>	<i>PIANO DI AMBIENTALIZZAZIONE</i>	Pag. 4 di 23
---	------------------------------------	--------------

## 1. FINALITA' DEL DOCUMENTO

Lo scopo della presente relazione tecnica è di ottemperare alla prescrizione di cui all'art. 1 comma 3 del DSA-DEC-2009-0001632 del 12.11.2009, al punto 5.3 ed al punto 8 del Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) ad esso allegato, indicando le azioni che Enel intende intraprendere per rispettare le limitazioni previste nella fase "post adeguamento", ossia dal terzo anno di entrata in vigore dell'AIA. Nella fase pre-adequamento resteranno in vigore i limiti attuali.

## 2. STATO ATTUALE DELLE MACCHINE

Le due Turbine a gas installate nella centrale turbogas Enel di Alessandria sono di costruzione FIAT Avio (modello TG 50C) e risalgono agli anni '80. Hanno una potenza netta di targa di 88 MW ciascuna e funzionano esclusivamente a gas naturale ed in ciclo semplice.

Le macchine attualmente sono gestite nel rispetto dei seguenti limiti:

- NOx (come NO<sub>2</sub>)            300 mg/Nm<sup>3</sup>
- CO                                30 mg/Nm<sup>3</sup>

I limiti sono riferiti a fumi anidri e con il 15% di O<sub>2</sub>.

Il rispetto dei nuovi limiti entrati in vigore con l'AIA (fase pre-adequamento) è stato attualmente raggiunto limitando il funzionamento delle singole unità ad una potenza di circa 70 MW.

Le emissioni attuali al massimo carico disponibile si attestano tra i 260 e i 290 mg/Nm<sup>3</sup> per quanto riguarda i NOx mentre per il CO tende a valori molto bassi (circa 2 mg/Nm<sup>3</sup>). Tali dati variano significativamente con le diverse condizioni ambientali, la composizione gas naturale e a seconda della macchina.

Come prescritto al punto 5.3 del PIC, i due turbogas nella fase di pre-adequamento (tre anni dal rilascio dell'AIA) non possono funzionare per più di 500 ore.

<b>Divisione GEM</b> UDP CC <i>Supporto Tecnico</i>	<i>PIANO DI AMBIENTALIZZAZIONE</i>	Pag. 5 di 23
---	------------------------------------	--------------

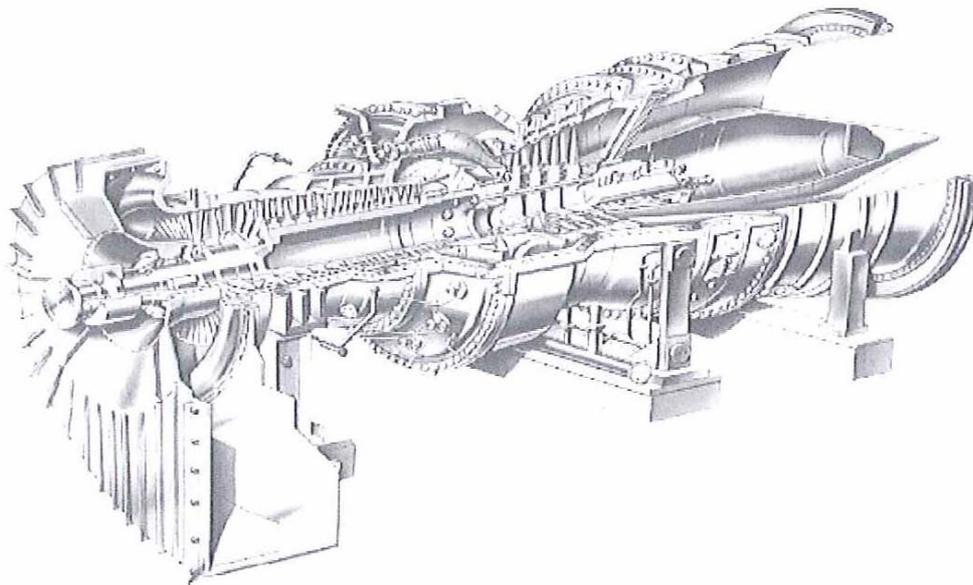
Le macchine sono state prodotte su licenza dalla FIAT Avio, su progetto originale di Westinghouse, che successivamente ha abbandonato tale settore industriale. Le attività della FIAT Avio sono state rilevate da Turbocare che ha concentrato il suo core business sulla parte di assistenza, senza dare quindi seguito ad ulteriori miglioramenti impiantistici sulla tipologia delle macchine di questo modello.

La macchina ha un compressore a 20 stadi mentre la turbina è a 4 stadi.

Il sistema di combustione adottato prevede camere di combustione di tipo anulare. I combustori sono di tipo Dry e su ogni TG sono installati 18 combustori.

La temperatura di ingresso turbina (ISO) è di 1.064 °C.

La figura sottostante mostra uno spaccato della macchina.



<b>Divisione GEM</b> UDP CC <i>Supporto Tecnico</i>	<i>PIANO DI AMBIENTALIZZAZIONE</i>	Pag. 6 di 23
---	------------------------------------	--------------

### 3. STATO TECNOLOGICO ATTUALE

#### Lo sviluppo delle macchine

Le turbine a gas negli ultimi 20 anni hanno beneficiato di notevoli sviluppi tecnologici, principalmente legati allo sviluppo di nuovi materiali che consentono di raggiungere temperature altissime in camera di combustione. Ciò ha permesso di raggiungere considerevoli prestazioni in termini di potenza: i TG della classe “F” sono macchine in grado di generare potenze prossime ai 300 MW ed esistono già impianti che impiegano macchine della serie “H”, raffreddati a vapore, che hanno già superato tale soglia (convenzionalmente le differenti generazioni di macchine vengono indicate con le lettere dell’alfabeto – a lettera più avanzata corrispondono macchine più moderne).

Il raggiungimento di alte temperature nella camera di combustione determina temperature fumi allo scarico molto alte (580-590 °C) e quindi tale tecnologia si sposa perfettamente con le realizzazioni in ciclo combinato o comunque di cogenerazione, processi nei quali è previsto il recupero dell’energia contenuta nei fumi di scarico.

Gli impianti a ciclo semplice, come quello di Alessandria, non rivestono più interesse progettuale stante i rendimenti troppo bassi. Comunque ciò non toglie che tali impianti continuino a rivestire per i Gestori della Rete valenza strategica in quanto, stante i loro brevissimi tempi di avviamento e raggiungimento della potenza massima erogabile, unitamente alla possibilità di gestione in automatico, con avviamento in telecontrollo remoto, consentono di coprire eventuali richieste straordinarie in rete nelle punte, sopperire ad eventuali criticità di rete locali, riavviare la rete in caso di black-out.

#### Il contenimento delle emissioni in atmosfera

Da un punto di vista del contenimento delle emissioni in atmosfera, con riferimento alle tecnologie di controllo delle emissioni di NOx da turbine alimentate a gas naturale, nel Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (EU Commission - BREF LCP – July 2006) si indica l’iniezione di acqua o vapore (premiscelati al combustibile o direttamente in camera di combustione) come opzione tecnologica più facilmente applicabile agli impianti esistenti, in combinazione o meno con altre misure di abbattimento (**paragrafo 7.1.7.3.1 Water or steam injection**).

Divisione GEM UDP CC Supporto Tecnico	PIANO DI AMBIENTALIZZAZIONE	Pag. 7 di 23
---	-----------------------------	--------------

Le emissioni di ossidi di azoto possono, sempre secondo quanto riportato nel BREF, essere ridotte approssimativamente a valori compresi tra 80 e 120 mg/Nm<sup>3</sup> (al 15 % O<sub>2</sub>) in funzione del rapporto acqua - vapore / combustibile; i livelli emissivi misurati sono comunque altamente variabili con il carico.

Riguardo l'iniezione di acqua o vapore, nel BREF è specificato anche che:

- su macchine esistenti, tale soluzione richiede modifiche del design del sistema di combustione e del layout della turbina non sempre applicabili
- può ridurre la vita residua del turbogas
- ha influenza sui parametri di funzionamento della turbina, problemi di stabilità di fiamma, aumento del flusso di massa dei gas esausti, peggioramento dell'efficienza energetica
- l'abbattimento delle emissioni degli NO<sub>x</sub> con questo sistema comporta un peggioramento della combustione ed un aumento del CO; qualora ci siano limiti anche per esso e si debba esasperare la quantità di acqua da iniettare per ottenere l'abbattimento degli NO<sub>x</sub> entro i limiti richiesti, si potrebbe avere di contro il superamento dei limiti di CO.
- l'alto grado di purezza del vapore o dell'acqua da iniettare ad alta pressione in turbina richiede l'uso di impianti di trattamento e demineralizzazione, con produzione di rifiuti e reflui da trattare (e notevole aumento dei costi operativi nei siti dove non è già attivo un sistema di produzione acqua demi per altri scopi).

*[Nota: riportiamo nel seguito il testo originale estratto dal documento Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (EU Commission - BREF LCP – July 2006). "The amount of steam (or water) can also be responsible for trouble in the combustion chamber (burners, flow sleeves, liners, transition pieces) with particular effect on lifetime and risks of failure with damages to the downstream turbine section.*

*In addition, the increase of water concentration in the exhaust flow from the combustion chamber to the turbine section has an impact on the integrity of blades*

<b>Divisione GEM</b> UDP CC Supporto Tecnico	PIANO DI AMBIENTALIZZAZIONE	Pag. 8 di 23
--	-----------------------------	--------------

*and nozzles. In fact, the heat exchange coefficient from the exhaust flow to the surface of the nozzles or blades is proportional to the water concentration.*

*So if the gas turbine runs with a large amount of steam or water in order to control the NOx, mechanical damage and a efficiency reduction may occur, increasing the maintenance costs and the risk of failure.”]*

Il costo di investimento per introdurre la tecnologia di iniezione di acqua o vapore in TG non predisposti è altamente variabile, in relazione ai sistemi di iniezione praticabili e alla disponibilità di acqua demi nel sito. I costi operativi addizionali sono dovuti all’aumento di consumo del combustibile, oltre alla necessità di produzione di acqua demineralizzata.

Relativamente all’altra soluzione teoricamente applicabile, Dry low NOx (DLN), sempre il BREF, al paragrafo **7.1.7.3.2 “Dry low NOx (DLN) technologies”**, indica come tale tecnologia sia specifica per tipologia di macchina, ovvero sviluppata da ciascun produttore per singoli modelli laddove la domanda di mercato ne abbia giustificato la ricerca per lo sviluppo industriale. Pertanto non è possibile una sua applicazione indiscriminata, senza tener conto dei modelli di macchina interessati dalla modifica.

Per macchine più vecchie o a bassa produzione tale tecnologia non è disponibile o non installabile a costi ragionevoli, sicché i livelli emissivi attesi per le turbine a gas di vecchia realizzazione sono più elevati di quelli dei modelli di produzione recente.

La presentazione sintetica delle opzioni commercialmente disponibili da considerare per la determinazione della migliore tecnologie applicabili per riduzione delle emissioni (*7.4 Techniques to consider in the determination of BAT for the combustion of gaseous fuels*) è riportata nella tabella che segue.

<b>Divisione GEM</b> UDP CC <i>Supporto Tecnico</i>	<i>PIANO DI AMBIENTALIZZAZIONE</i>	Pag. 9 di 23
---	------------------------------------	--------------

Technique	Environmental benefit	Applicability		Operational experience	Cross-media effects	Economics	Remarks
		New plants	Retrofitable				
<b>Gas turbines</b>							
Direct steam injection	Reduction of NO <sub>x</sub>	-	Possible	High			
Direct water injection	Reduction of NO <sub>x</sub>	-	Possible	High		Table 7.2	
Dry low NO <sub>x</sub> combustion chamber	Reduction of NO <sub>x</sub>	Standard	Depending on the specific gas turbine	High		Table 7.2	Today, almost all industrial new uses of gas turbines are equipped with dry low NO <sub>x</sub> (DLN) systems. In cases where the conversion of old GTs is possible, costs can be very high, up to 50 % of the costs of a new turbine
Selective catalytic reduction (SCR)	Reduction of NO <sub>x</sub>	Possible	Possible	High	Ammonia slip	Table 7.2	Depending on specific situation
CO oxidation catalyst	Reduction (conversion) of CO into CO <sub>2</sub>	Possible	Possible	High			Depending on specific situation
Catalytic combustion	Reduction of NO <sub>x</sub>	Possible	-	No	No ammonia slip	Table 7.2	Catalytic combustor technology which is a very promising technology is just entering commercial service in the US. Information provided by the manufacturers are not generally based on 'demonstrated in practice' installations. Very low NO <sub>x</sub> emission down to about 5 – 6 mg/Nm <sup>3</sup> are estimated

Table 7.30: Techniques for the prevention and control of NO<sub>x</sub> and CO emissions

Divisione GEM UDP CC Supporto Tecnico	PIANO DI AMBIENTALIZZAZIONE	
		Pag. 10 di 23

Sulla base delle valutazioni teoriche e di singole esperienze, nel BREF sono rappresentati (7.5 Best available techniques for the combustion of gaseous fuels - 7.5.4 NOx and CO emissions from gas-fired combustion plants) i livelli emissivi ritenuti genericamente appropriati per le turbine alimentate a gas naturale dotate delle tecniche di riduzione degli NOx prima descritte.

Le stesse “migliori tecniche disponibili”, a cui nel BREF LCP sono correlate tali prestazioni emissive, sono quelle ritenute “accessibili a condizioni ragionevoli in considerazione di costi e vantaggi conseguibili” con riferimento alla generalità del settore industriale; pertanto per il caso di turbogas esistenti, non già dotati di tali tecnologie, si deve considerare sempre come queste possano rappresentare opzioni tecnicamente impossibili e/o costi di investimento e di esercizio economicamente non sostenibili, in relazione all’età e al regime di funzionamento dell’impianto in esame.

I livelli emissivi indicati sono poi da intendersi come risultato conseguibile, mediamente in condizioni di funzionamento ottimale e di carico medio, non come valori limite prescrittivi.

*[Nota: riportiamo nel seguito il testo originale estratto dal documento Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (EU Commission - BREF LCP – July 2006). “Where emission or consumption levels ‘associated with best available techniques’ are presented, this is to be understood as meaning that those levels represent the environmental performance that could be anticipated as a result of the application, in this sector, of the techniques described, bearing in mind the balance of costs and advantages inherent within the definition of BAT.*

*However, they are neither emission nor consumption limit values and should not be understood as such. (...)*

*“The BAT associated emission levels are based on a daily average, standard conditions and represents a typical load situation. For peak load, start up and shut down periods as well as for operational problems of the flue-gas cleaning systems, short-term peak values, which could be higher have to be regarded.*

<b>Divisione GEM</b> UDP CC Supporto Tecnico	<i>PIANO DI AMBIENTALIZZAZIONE</i>			
			Pag.	11 di 23

(...) Where a level is described as ‘achievable’ using a particular technique or combination of techniques, this should be understood to mean that the level may be expected to be achieved over a substantial period of time in a well maintained and operated installation or process using those techniques.(...)

It is also considered that existing installations could move towards the general BAT levels or do better, subject to the technical and economic applicability of the techniques in each case.”]

Plant type	Emission level associated with BAT (mg/Nm <sup>3</sup> )		O <sub>2</sub> level (%)	BAT options to reach these levels	Monitoring
	NO <sub>x</sub>	CO			
<b>Gas turbines</b>					
New gas turbines	20 - 50	5 - 100	15	Dry low-NO <sub>x</sub> premix burners (standard equipment for new gas turbines) or SCR	Continuous
DLN for existing gas turbines	20 - 75	5 - 100	15	Dry low-NO <sub>x</sub> premix burners as retrofitting packages if available	Continuous
Existing gas turbines	50 - 90 <sup>(1)</sup>	30 - 100	15	Water and steam injection or SCR	Continuous

(1) Industry and one Member State claimed that the amount of water or steam that can be injected in an existing gas turbine is limited. Injection high amounts of water or steam may lead to damage of gas turbine components. Therefore, they claimed that the range needs to be substituted by 80 – 120 mg/Nm<sup>3</sup>.

<b>Divisione GEM</b> UDP CC Supporto Tecnico	PIANO DI AMBIENTALIZZAZIONE	
		Pag. 12 di 23

#### 4. IPOTESI DI INTERVENTO CONSIDERATE

I limiti imposti dal decreto AIA nella fase post-adequamento sono i seguenti:

- NO<sub>x</sub> (come NO<sub>2</sub>)            90 mg/Nm<sup>3</sup>
- CO                                80 mg/Nm<sup>3</sup>
- SO<sub>2</sub>                              10 mg/Nm<sup>3</sup>
- Polveri                          5 mg/Nm<sup>3</sup>

riferiti a fumi anidri e con il 15% di O<sub>2</sub>.

Per conseguire il rispetto di tali valori, Enel ha esplorato varie strade.

Per quanto riguarda la SO<sub>2</sub> e le polveri, i limiti imposti sono al momento già rispettati, in quanto le unità funzionano a gas naturale, mentre il limite sugli NO<sub>x</sub> è molto difficilmente rispettabile, in considerazione anche del mancato sviluppo tecnico di questi TG negli anni.

Come già detto nella parte introduttiva, la FIAT Avio ha abbandonato il settore industriale delle turbine a gas, rinunciando ad ogni possibile sviluppo futuro. Turbocare, società che ha rilevato le attività di FIAT Avio è concentrata in particolare sulla attività di assistenza e manutenzione.

Per valutare quindi le possibili implementazioni del sistema di combustione, al fine della riduzione delle emissioni di NO<sub>x</sub>, si sono contattati due fornitori di primaria importanza che potessero fornire elevata affidabilità e soprattutto avessero le necessaria competenze ingegneristiche su queste macchine. Le uniche due ditte che rispondessero questi requisiti sono la Turbocare e la Mitsubishi HI, nel seguito indicata con MHI . La Turbocare (che è stata acquisita recentemente dalla Siemens) ha infatti rilevato le attività della FIAT Avio, concentrandosi però in particolare sul Service anche se però internamente ha mantenuto una sua struttura ingegneristica, mentre MHI produce attualmente su licenza Westinghouse (il progetto originale FIAT ha infatti tale origine) turbine di taglia superiore ma assimilabili come caratteristiche a quelle dei TG 50C. Inoltre MHI esegue anch'essa il service per le macchine di questa tipologia.

<b>Divisione GEM</b> UDP CC <i>Supporto Tecnico</i>	<i>PIANO DI AMBIENTALIZZAZIONE</i>	
		Pag. 13 di 23

A tali società è stato quindi chiesto di esprimersi in merito a possibili interventi da attuare per il rispetto delle prescrizioni.

#### **INTERVENTI SUL SISTEMA DI COMBUSTIONE:**

I combustori attualmente installati non sono stati ulteriormente sviluppati dal costruttore originario. Entrambi i fornitori hanno confermato che non sono in grado di fornire combustori di tipo Dry Low NOx (DNL) per queste macchine, in quanto da loro mai sviluppati.

Uno, infatti, non ha mai prodotto questa taglia di macchine mentre l'altro ha confermato che il sistema DLN è stato sviluppato esclusivamente per la turbina a gas TG50D5 (120 MW) (si ricorda che le macchine installate sono da 88 MW del tipo TG50C).

Ipotizzando comunque di voler percorrere questa strada, si dovrebbe progettare e sviluppare completamente una nuova sezione di combustione, specifica per i TG 50C, con tempi non certi e risorse non compatibili con l'utilizzo di queste macchine, considerato che si tratta in ogni caso di macchine superate dal punto di vista dello sviluppo tecnologico.

Come noto, dal punto di vista termodinamico e cinetico, la produzione di ossidi di azoto è direttamente proporzionale alla temperatura di combustione. Sviluppare nuovi combustori (i Dry Low NOx), che a parità di temperatura di fiamma consentano significative riduzioni delle emissioni, significa ricorrere a tecniche di combustione particolarmente complesse, caratterizzate da aerodinamiche sofisticate e staging del combustibile. La conseguenza principale di questo approccio è la possibile instabilità della combustione, instabilità che può creare danni ai combustori ed alle macchine e che in alcuni casi può portare alla distruzione della macchina. Nelle figure successive, ad esempio, sono mostrati i danneggiamenti di alcuni combustori determinati proprio da questi fenomeni.

<b>Divisione GEM</b> UDP CC <i>Supporto Tecnico</i>	<i>PIANO DI AMBIENTALIZZAZIONE</i>	
		Pag. 14 di 23



Tale problematica è estremamente critica poiché la combustione è generalmente un compromesso tra prestazioni, emissioni e stabilità.

A tal proposito è di fondamentale importanza ricordare che il sistema di comando e controllo del TG 50 C consente minimi margini di regolazione e che il numero di parametri su cui si può effettuare un tuning sono ridotti.

A ciò si aggiunga che, a differenza dei tg più recenti, i Fiat 50C non dispongono di alcun sistema di monitoraggio della stabilità della combustione, pertanto le stesse macchine sono notevolmente più esposte ai suddetti rischi di danneggiamento. Ciò condizionerebbe e renderebbe molto pericolosa ogni possibile azione di ottimizzazione del tuning sulla macchina nell'ipotesi di adozione di eventuali nuovi combustori del tipo DLN, molto più spinti dal punto di vista fluidodinamico e quindi più instabili con ridotti margini di sicurezza a disposizione. La messa a punto, pertanto, potrebbe risultare molto complicata e non dare i risultati sperati.

#### **INIEZIONE D'ACQUA:**

Entrambi i fornitori non hanno mai sviluppato tali sistemi per questa macchina.

Un fornitore ha realizzato qualche applicazione su macchine di taglia superiore (95 MW). Per le macchine di taglia ancora superiore, da 120 - 270 MW, ha puntato direttamente su bruciatori di tipo Dry LOw NOx, ritenendo poco conveniente l'utilizzo dell'iniezione d'acqua.

Lo stesso fornitore non conosce la TG 50C, quindi le indicazioni fornite per l'applicazione di un eventuale sistema di iniezione d'acqua sono a livello teorico e mutuata da macchine di taglia superiore. Pertanto tale costruttore ritiene necessario un periodo di studio e di prove molto lungo, non compatibile con le tempistiche a

<b>Divisione GEM</b> UDP CC <i>Supporto Tecnico</i>	<i>PIANO DI AMBIENTALIZZAZIONE</i>	
		Pag. 15 di 23

disposizione, quindi l'esito di tali onerose sperimentazioni rimane attualmente molto incerto. L'ipotesi di intervento presenta alcune criticità a livello tecnico difficili da superare: il fornitore sostiene che, già con rapporti di massa acqua/combustibile  $W/F=1$ , si verificano instabilità di combustione notevoli (pulsazioni) e sensibile crescita dei valori di CO. Nel caso dei TG 50C tale rapporto verrebbe spinto a 1,3, con ulteriore aggravio delle instabilità e aumento ulteriore del CO. Preoccupano le instabilità di combustione prospettate, in particolare le pulsazioni che, se non riportate a livelli tollerabili, danneggerebbero, nel volgere di poco tempo, quanto meno i tubi fiamma o i tronchetti d'unione e che a lungo andare potrebbero creare problemi ancora più rilevanti a tutte le parti calde. Tali eventi possono evolversi in maniera incontrollabile e determinare gravissime avarie della macchina.

Si ricorda, a tal proposito, che il sistema di regolazione del TG 50C non dispone di sensori di instabilità di combustione e che pertanto tali eventi devono essere categoricamente evitati. Le implicazioni anche sul piano della sicurezza ci portano quindi ad escludere tale possibilità di sviluppo.

Circa i livelli di CO, i valori attesi potrebbero essere molto prossimi a quelli del nuovo limite, se non superiori. Se quindi oggi tale parametro non costituisce un reale problema, l'introduzione della iniezione d'acqua potrebbe comportare questa nuova criticità.

Va inoltre considerato che al massimo carico, con un rapporto acqua/combustibile pari ad 1,3 il consumo d'acqua diventa ingente (circa 32 m<sup>3</sup>/ora per ogni macchina).

Anche l'altro fornitore ritiene ipotizzabile il ricorso all'iniezione d'acqua sui TG50C. Anche per questa Ditta l'esperienza è mutuata da macchine di taglia superiore (120 MW). Il consumo d'acqua teorico ipotizzato è leggermente inferiore, ci si attesterebbe in questo caso sui 20-25 m<sup>3</sup>/ora, ma si è ancora nella fase di studio, non è escluso che poi i dati reali siano paragonabili a quelli dichiarati dall'altro costruttore. Al momento, inoltre, considerate le problematiche predette, non sono state fornite adeguate e sufficienti garanzie circa la reale praticabilità dell'ipotesi di intervento proposta, che pertanto deve essere ancora ulteriormente vagliata.

<b>Divisione GEM</b> UDP CC <i>Supporto Tecnico</i>	<i>PIANO DI AMBIENTALIZZAZIONE</i>	
		Pag. 16 di 23

Si ritiene opportuno, comunque, rilevare che i valori di NOx teorici expected sono dell'ordine di 80-120 mg/Nm<sup>3</sup> con il 15% O<sub>2</sub>, e quindi non sufficienti al rispetto dei limiti imposti, ed inoltre si tratta di valori "attesi" e al momento non "garantiti" in tutte le condizioni possibili di funzionamento. Inoltre per entrambe le soluzioni prospettate dai Fornitori, l'adozione dell'iniezione d'acqua comporterebbe ingenti attività di sperimentazione e pesanti modifiche all'impianto attuale, senza comunque avere alcuna certezza circa il rispetto dei livelli di emissione prescritti.

Si deve considerare che l'impianto di Alessandria non è dotato di sistema di produzione dell'acqua demineralizzata necessaria al funzionamento del sistema di iniezione. L'impianto infatti è a "ciclo semplice" e non è prevista alcuna parte a vapore, come nei cicli combinati. Per macchine di questa taglia si ipotizza ottimisticamente un consumo di 20-25 m<sup>3</sup> di acqua demineralizzata per ogni ora di funzionamento per singolo TG (quindi nel caso di funzionamento contemporaneo delle due macchine si potrebbe arrivare ad un massimo di 50 m<sup>3</sup>/h complessivi). Considerando un funzionamento di sole 16 ore giornaliere (le macchine svolgono prevalentemente servizio di punta) si arriverebbe ad un consumo giornaliero di circa 400 m<sup>3</sup>/giorno per ogni macchina.

Ciò vuol dire che è necessario prevedere 2 serbatoi di stoccaggio di almeno 500 m<sup>3</sup> cadauno, per soddisfare le esigenze delle 2 macchine installate. A questo devono aggiungersi le linee di produzione di acqua demi. Tali linee dovrebbero essere dimensionate in modo da consentire la produzione dell'acqua necessaria, la rigenerazione delle linee nelle ore di fermo ed assicurare una certa ridondanza per impedire il fuori servizio della centrale in caso di avaria sul sistema. Ne risulterebbe quindi un impianto di demineralizzazione decisamente di taglia consistente. Ipotizzando un confronto con i consumi d'acqua potabile della popolazione, posto un consumo medio pro capite al giorno di 200 l, si evince che il fabbisogno dell'impianto sarebbe pari al consumo giornaliero di circa 4000 persone.

Per il corretto funzionamento dell'impianto di produzione di acqua, poiché la centrale non dispone di un sistema di produzione acqua demineralizzata e non è previsto attualmente alcun consumo di acqua per il funzionanamento di tale impianto (sono presenti serbatoi di stoccaggio ma limitatamente ai sistemi antincendio), risulta

<b>Divisione GEM</b> UDP CC <i>Supporto Tecnico</i>	<i>PIANO DI AMBIENTALIZZAZIONE</i>	
		Pag. 17 di 23

necessario un nuovo collegamento all'acquedotto, che assicuri almeno una portata di 50 m<sup>3</sup>/h, oltre a serbatoi di stoccaggio per i reagenti necessari al funzionamento dell'impianto. Generalmente, negli impianti termoelettrici, a seconda della tipologia di acqua disponibile, viene utilizzato un processo analogo a quello di seguito descritto, tipico per le acque dolci.

Preliminarmente l'acqua viene pre-trattata filtrandola, eliminando le particelle colloidali facendole flocculare o coagulare con appositi reagenti, per esempio con un trattamento con calcio idrato Ca(OH)<sub>2</sub> per abbatterne la durezza, Cloruro Ferrico FeCl<sub>3</sub>.6(H<sub>2</sub>O) (coagulante) e ipoclorito di Sodio Na<sub>2</sub>SO<sub>3</sub>. Dopo averla fatta decantare, l'acqua viene successivamente stoccata e può essere demineralizzata tramite apposite resine cationiche ed anioniche ed un eventuale letto misto finale.

In alternativa al sistema locale di produzione si potrebbe ipotizzare di approvvigionare l'acqua demi dalla centrale di ENEL La Casella, Piacenza e di portarla ad Alessandria, distante circa 80 km, con autobotti.

Considerando però che la capacità di ogni autobotte è di circa 30 m<sup>3</sup>, si dovrebbe rifornire l'impianto con 2 autobotti per ogni ora di funzionamento della centrale; per le 16 ore di funzionamento sopra ipotizzato, occorrerebbero circa 32 autobotti per un solo giorno di funzionamento dell'impianto.

Questo presupporrebbe però un significativo aumento del traffico, con un impatto importante sulle emissioni dovuto ad un aumento di NO<sub>x</sub>, CO ed anche SO<sub>2</sub> e polveri, queste ultime ora trascurabili col il funzionamento dei TG a gas naturale.

<b>Divisione GEM</b> UDP CC <i>Supporto Tecnico</i>	<i>PIANO DI AMBIENTALIZZAZIONE</i>	
		Pag. 18 di 23

## 5. CONCLUSIONI

I bruciatori attualmente installati, sono gli ultimi sviluppati dal costruttore originario. Essi rappresentano lo stato dell'arte per questi TG, non avendo FIAT Avio sviluppato ulteriormente il prodotto.

Westinghouse è stata acquisita da Siemens sul finire degli anni '90 ed ha abbandonato completamente questo modello di turbina.

I fornitori da noi interpellati non hanno sviluppato alcun combustore Dry Low NOx per questa macchina e non esiste quindi ad oggi nessuna loro applicazione commerciale. La progettazione e lo sviluppo di bruciatori "ad hoc" di questa tipologia su queste macchine presenta costi e tempi non sostenibili, e comunque non garantisce riduzioni significative dei livelli di emissione ai valori richiesti mantenendo un adeguato livello di sicurezza del funzionamento della macchina.

L'adozione di un sistema di iniezione d'acqua non ha avuto ad oggi alcuno sviluppo per i TG 50C. Questa soluzione implicherebbe però consumi d'acqua considerevoli (circa 50 m<sup>3</sup> per ogni ora di funzionamento dei 2 TG) da prelevare dall'acquedotto, la necessità di realizzare serbatoi di stoccaggio di capacità considerevole (con alterazione dei volumi e dell'impatto visivo dell'impianto) nonché la realizzazione di impianti per la produzione dell'acqua demineralizzata

Con tale ipotesi, a fronte di un miglioramento delle prestazioni emissive dell'impianto, che si ricordi funziona per periodi temporali limitati, si produrrebbe un maggiore impatto visivo permanente, il consumo di una risorsa preziosa qual è l'acqua e l'introduzione nel processo di nuove sostanze (reagenti) necessari al funzionamento delle linee di produzione dell'acqua.

In alternativa si potrebbe ipotizzare di rifornire l'impianto con autobotti dall'impianto di La Casella distante circa 80 Km; questo presupporrebbe, fermo restando la necessità di realizzare i serbatoi di stoccaggio con il conseguente impatto visivo, un significativo aumento del traffico (servirebbero 2 autobotti per ora di funzionamento dei due TG) con un incremento significativo delle emissioni (oltre a NOx e CO si avrebbero così

<b>Divisione GEM</b> UDP CC <i>Supporto Tecnico</i>	<i>PIANO DI AMBIENTALIZZAZIONE</i>	
		Pag. 19 di 23

una emissione significativa di SO<sub>2</sub> e polveri, ora trascurabili col il funzionamento dei TG a gas naturale).

In relazione alla connotazione tecnologica (impianto turbogas in ciclo semplice di vecchia generazione), l'impianto di Alessandria non trova spazio per la vendita sul mercato dell'energia, ma risulta saltuariamente utile per prestazioni di servizi alla rete elettrica, con impieghi peraltro assai limitati, come evidenziato dai dati di funzionamento dal 2005 ad oggi.

Anche da un punto di vista economico non risulta certamente ipotizzabile la sostenibilità di investimenti, anche di notevole entità, per la realizzazione di modifiche non industrialmente testate, da sottoporre a prove sperimentali e quindi dal rapporto costi benefici attualmente incerto.

<b>Divisione GEM</b> UDP CC <i>Supporto Tecnico</i>	<i>PIANO DI AMBIENTALIZZAZIONE</i>	
		Pag. 20 di 23

## 6. PROPOSTE OPERATIVE

Per quanto esposto nei paragrafi precedenti, non si intravedono soluzioni al momento certe atte a garantire il rispetto dei limiti nella fase identificata come “fase post adeguamento”.

In considerazione del fatto che l'impianto di Alessandria rientra tra quelli ritenuti “*necessari ai fini della sicurezza del sistema elettrico nazionale*”, come indicato da Terna nella lettera prot n° TE/P20100005248 del 23 aprile 2010 (allegato A1), salvo diversa indicazione successiva di Terna, Enel propone di mantenere in servizio i due gruppi di produzione in assenza di adeguamento ai livelli emissivi Bref, mantenendo i limiti di concentrazione nelle emissioni ora previsti per la fase transitoria ma garantendo da subito e per tutto il periodo di vigenza dell'AIA l'ulteriore riduzione della capacità produttiva dell'impianto a 400 ore annue di funzionamento.

Qualora nel periodo di vigenza dall'AIA venissero meno i requisiti di essenzialità dell'impianto attualmente indicati da Terna e non si individuassero possibilità di adeguamento alle Migliori Tecnologie Disponibili, l'impianto verrebbe messo fuori servizio.

Considerato che nel conteggio delle ore di funzionamento massime annue previste per i due turbogas vanno ricompresi anche i periodi necessari alla esecuzione delle prove per la verifica delle emissioni, imposte al punto 5.3 della vigente autorizzazione, si chiede la riduzione di frequenza delle suddette prove, da eseguirsi con cadenza semestrale, anche in un ottica di ulteriore riduzione delle emissioni totali annue dell'impianto.

Si chiede pertanto la modifica dell'autorizzazione in oggetto, in coerenza con le proposte sopra indicate.

<b>Divisione GEM</b> UDP CC Supporto Tecnico	PIANO DI AMBIENTALIZZAZIONE	
		Pag. 21 di 23

Ad ulteriore sostegno della proposta presentata si allega il rapporto ISMES A 9009170 del 27.03.2009 (Allegato A2) "Modellazione delle ricadute atmosferiche dell'impianto turbogas di Alessandria", Di cui si riportano di seguito le conclusioni:

*"Nell'ambito dell'Autorizzazione Integrata Ambientale della Centrale Turbogas di Alessandria, Enel ha richiesto a Cesi la redazione di uno studio in merito alla valutazione degli effetti delle emissioni in atmosfera sullo stato della qualità dell'aria nel comprensorio.*

*La valutazione modellistica dell'impatto sulla qualità dell'aria delle emissioni convogliate in atmosfera della Centrale, caratterizzata da un funzionamento annuo limitato e discontinuo, è stata condotta ipotizzando cautelativamente l'esercizio con concentrazioni alle emissioni pari ai limite di legge.*

*Per meglio comprendere l'impatto sulla qualità dell'aria la simulazione della Centrale è stata ripetuta secondo due ipotesi:*

- 1. Funzionamento in continuo durante tutto l'anno simulato (8760 ore)*
- 2. Funzionamento in continuo per tutte le 24 ore di tutti i giorni di reale funzionamento verificatosi nel 2007 (a prescindere da numero di ore di accensione nel giorno)*

*La simulazione è stata condotta mediante l'applicazione del sistema CALMET - CALPUFF (a passo orario e per l'intero anno 2007), finalizzando la stima degli impatti predetti dal modello al confronto con i vigenti Standard di Qualità dell'Aria previsti dal DM 60/2002 in relazione a NOx, NO2 e CO.*

*Il confronto tra gli impatti della Centrale stimati dal modello, gli Standard di Qualità dell'Aria previsti dalla normativa vigente (DM 60/2002) e le concentrazioni di fondo registrate dalle postazioni di monitoraggio presenti nell'area d'indagine (gestite da ARPA Piemonte ed ARPA Lombardia) evidenziano un pieno rispetto di tutti i limiti di legge anche nel punto di massimo impatto, con ricadute largamente inferiori ai valori limite per tutti gli inquinanti. Tale risultato è ancor più accettabile in considerazione del fatto che esso sia stato ottenuto sotto l'assunzione cautelativa di pieno funzionamento di entrambi i gruppi di centrale, come evidenziato dai risultati ottenuti sotto la seconda ipotesi, meno cautelativa ma più rappresentativa del reale funzionamento nell'anno*

<b>Divisione GEM</b> UDP CC Supporto Tecnico	<i>PIANO DI AMBIENTALIZZAZIONE</i>	
		Pag. 22 di 23

*2007, che simula il reale funzionamento dell'impianto, con relativi periodi di inattività di uno o entrambe le unità.*

*Per i medesimi SQA, le mappe relative alle linee di isoconcentrazione al suolo, che definiscono l'impatto dell'impianto sul territorio, localizzano le aree di principale ricaduta a Sud-Est della Centrale, ad una distanza tra compresa tra i 5 ed i 10 km.”*

<b>Divisione GEM</b> UDP CC <i>Supporto Tecnico</i>	<i>PIANO DI AMBIENTALIZZAZIONE</i>	
		Pag. 23 di 23

## ALLEGATI

- A1 - Lettera Terna prot n° TE/P20100005248 del 23/04/2010
- A2 - Rapporto ISMES A 9009170 del 27/03/2009



Direzione  
Dispacciamento  
e Conduzione

Sede legale Terna SpA - Viale Egidio Galvani, 70 - 00156 Roma - Italia  
Tel. +39 0693158111 - www.terna.it  
Reg. Imprese di Roma, C.F. e P.I. 05779661007 R.E.A. 922416  
Cap. Soc. 440.189.938 Euro (al 30 aprile 2009) i.v.

Roma, 23 aprile 2010  
prot. n. TE/P20100005248

Spettabile

ALL. 2  
(n. pag. 11)

**Ministero dello Sviluppo Economico**  
Dipartimento per l'Energia  
Struttura: DIP-EN  
**REGISTRO UFFICIALE**  
Prot. n. 0005507 - 27/04/2010 - INGRESSO

Ministero dello Sviluppo Economico  
Dipartimento per l'Energia  
Direzione Generale per l'Energia Nucleare,  
le Energie Rinnovabili e l'Efficienza Energetica  
Divisione II - Produzione elettrica  
Via Molise, 2  
00187 Roma  
Fax 06 4788 7783

**Oggetto: Procedimenti per il rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) per gli impianti per la produzione di energia elettrica - Impianti turbogas di punta presenti in Italia.**

Facciamo seguito alla vostra di pari oggetto del 17/3/2010 (vs prot. n. 0002131) in merito alle possibili ripercussioni sulla gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale derivante dai procedimenti per il rilascio delle A.I.A. relative agli impianti di tipo turbogas di punta per fornire le informazioni necessarie per far fronte alle richieste della Commissione IPPC su tali impianti di cui alla lettera del Ministero dell'Ambiente del 15/03/2010 (prot. 0007274).

Come già rappresentato nella nostra del 17/12/2009 (ns prot. TE/P20090016907) si conferma l'importanza degli impianti di tipo turbogas ai fini della sicurezza e dell'adeguatezza del Sistema Elettrico Nazionale (SEN) e segnatamente ai fini:

- della funzione di *black start up* per riaccendere la rete dopo *black out* ai sensi del cap 10 del codice di rete;
- dell'impiego rapido in casi d'inattese situazioni di deficit di potenza;
- della compensazione della potenza reattiva;
- della copertura del fabbisogno con adeguati margini di riserva.

Relativamente alle richieste della commissione IPPC riportiamo quanto segue:

1. l'elenco di tutti gli impianti di punta presenti in Italia ritenuti necessari ai fini della sicurezza del sistema (allegato A).
2. Il dettaglio delle ore di funzionamento per ogni gruppo presente in impianto (allegato B).  
Per quanto riguarda le aspettative per il funzionamento di tali impianti nei prossimi anni si fa presente che:





Direzione  
Dispacciamento  
e Conduzione

- gli impianti di tipo turbogas, essendo impianti di punta ovvero caratterizzati da costi di esercizio maggiori rispetto alle altre unità termoelettriche, sono offerti sui mercati dell'energia e sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) a prezzi più alti rispetto alle altre unità di produzione ed hanno di conseguenza un utilizzo molto limitato (nel continente sempre inferiore alle 500 ore/anno). Tale utilizzo è tuttavia fondamentale per coprire il sistema dagli eventi con bassa probabilità di accadimento ed alta criticità potenziale.
  - nelle isole maggiori, vista la particolare ristrettezza dei margini di riserva tali impianti contribuiscono alla copertura delle punte di fabbisogno con un utilizzo superiore alle 500 ore/anno (tale situazione persisterà almeno fino al completamento dei previsti rispettivi interventi di sviluppo della rete).
3. I possibili effetti sul SEN collegati all'assenza di questi impianti possono essere:
- maggiore esposizione del sistema elettrico nazionale a far fronte a sbalanci tra produzione e carico, con maggiore ricorso ai carichi interrompibili, potenziali disalimentazioni controllate, e aumento della probabilità di distacco del carico diffuso;
  - per quanto attiene alle isole maggiori, possibile mancata copertura del fabbisogno con adeguati margini di riserva con potenziale necessità di applicazione del PESSE (Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico);
  - criticità nella riaccensione del sistema o di porzione di esso a seguito di ipotetico black-out.
4. Le necessità di tali impianti nelle attuali condizioni del sistema elettrico (Allegati C1 e C2) sono di seguito riepilogate:
- *Riserva terziaria.* Al fine della disponibilità della riserva terziaria sono necessari impianti turbogas per una capacità efficiente di almeno 1.000 MW sul continente che considerato il tasso di indisponibilità di tali gruppi dell'ordine del 30% si traduce in una capacità installata disponibile dell'ordine dei 1500 MW, 300/350 MW in Sicilia e 150/200MW in Sardegna. Dai dati di esercizio si riscontra, infatti, che nel continente negli ultimi due anni è stato necessario utilizzare simultaneamente impianti turbogas per una potenza pari a 1.014 MW (10/06/2008) nel 2008 e 764 MW (21/12/2009) nel 2009.
  - Copertura del fabbisogno delle isole: gli impianti di tipo turbogas, considerati i margini di adeguatezza attesi in Sicilia, almeno fino all'ingresso in esercizio del collegamento Sorgente-Rizziconi, e in Sardegna, almeno fino all'ingresso del secondo polo del collegamento in cavo Sapei, risultano indispensabili alla copertura del fabbisogno con i necessari margini di riserva in diversi periodi dell'anno.
  - Riaccensione del sistema elettrico: alcuni degli impianti di tipo turbogas prestano un servizio sostanziale per la sicurezza del sistema elettrico in quanto fanno parte del piano di riaccensione della rete elettrica nazionale secondo quanto riportato nell'allegato C1.
  - Funzionamento da compensatore sincrono: tali impianti possono essere chiamati in esercizio in caso di necessità del servizio di compensatore sincrono, fondamentale per garantire la stabilità delle tensioni.
  - Vincoli a rete non integra: in caso di lavori di manutenzione delle linee elettriche di alcune porzioni di rete, al fine di garantire le condizioni di sicurezza del sistema elettrico, si rende



Direzione  
Dispacciamento  
e Conduzione

necessaria la presenza in servizio di alcuni di tali impianti. In Sicilia, in particolare, possono risultare essenziali ai fini del rispetto delle condizioni di sicurezza N-1 relativamente all'area occidentale in caso di indisponibilità di significativi elementi di rete.

In previsione dell'evoluzione del sistema elettrico nel breve e medio periodo si aggiungono le seguenti considerazioni:

- Riserva terziaria: la necessità di bilanciamento rapido potrebbe aumentare con l'incremento della produzione da fonte rinnovabile non programmabile;
  - Copertura del fabbisogno nelle isole: in Sicilia la criticità nella mancata copertura del fabbisogno permane fino alla realizzazione del nuovo collegamento Sorgente-Rizziconi (anno 2013), mentre quella legata all'alimentazione della Sicilia occidentale fino alla realizzazione delle linee 380 kV Sorgente-Ciminna-Partanna e 220kV Partinico-Fulgatore;
  - In Sardegna, come già riportato sopra, la criticità nella mancata copertura del fabbisogno sarà presente almeno fino all'ingresso del secondo polo del Sapei previsto per fine 2010.
  - Riaccensione del sistema elettrico: non sono al momento ipotizzabili soluzioni differenti e/o sostitutive delle direttrici di riaccensione garantite dai gruppi TG in oggetto;
  - Funzionamento da compensatore sincrono: fino al momento in cui non vi saranno altri impianti di fornire lo stesso servizio o soluzioni tecniche alternative, in condizioni particolari del sistema elettrico (es. periodi di basso carico) si prevede come necessario il contributo degli impianti turbogas;
  - Vincoli a rete non integra: la necessità potrebbe limitarsi solo ad alcune porzioni di rete locali, soprattutto ai livelli di tensione inferiori ai 380kV e 220kV;
5. I tempi entro cui si ritiene che gli impianti non conformi possano essere esclusi dalla rete nazionale sono strettamente legati alle considerazioni del punto precedente.
6. Le condizioni di criticità per le quali tali impianti devono essere chiamati in esercizio sono sostanzialmente quelle riportate al punto 4.

Nel restare a disposizione per qualsiasi chiarimento in merito si inviano cordiali saluti.

IL DIRETTORE

Francesco Del Pizzo

Allegati: cs  
copia a: AI, AR, DOI, SA.



Direzione  
Disseminazione  
& Conduzione

### Allegato A - Elenco impianti di punta

Tabella A.1

Continente	Campomarino 1	SUD	Molise	87,4
	Carpi 1	NORD	Emilia Romagna	87,3
	Carpi 2	NORD	Emilia Romagna	87,3
	Camerata Picena 1	CNOR	Marche	25,5
	Camerata Picena 2	CNOR	Marche	51
	Giuliano 1	CSUD	Campania	87,3
	Giuliano 2	CSUD	Campania	87,3
	Giuliano 3	CSUD	Campania	87,3
	Giuliano 4	CSUD	Campania	87,3
	Alessandria 1	NORD	Piemonte	87,3
	Alessandria 2	NORD	Piemonte	88,3
	Montemartini 1	CSUD	Lazio	79,8
	Portoferraio	CNOR	Toscana	16
	Tor di Valle 2	CSUD	Lazio	22,5
	Pietrafitta 3	CNOR	Umbria	87,4
	Pietrafitta 4	CNOR	Umbria	87,4
	Larino 1	SUD	Molise	124
	Larino 2	SUD	Molise	124
	Maddaloni 1	CSUD	Campania	87,5
	Maddaloni 2	CSUD	Campania	87,5
Maddaloni 3	CSUD	Campania	87,5	
Maddaloni 4	CSUD	Campania	87,5	
Sicilia	Trapani 1	SICI	Sicilia	85
	Trapani 2	SICI	Sicilia	85
	Termini 42	SICI	Sicilia	110
	Termini 5	SICI	Sicilia	118
Sardegna	Assemini 1	SARD	Sardegna	88
	Assemini 2	SARD	Sardegna	88
	Fiumesanto 5	SARD	Sardegna	39,7
	Fiumesanto 6	SARD	Sardegna	38,2



Direzione  
Dispacciamento  
e Coordinamento

**Allegato B - dettaglio delle ore di funzionamento**

UNITA	2005	2006	2007	2008	2009
UP_ASSEMINI_2	503	805	547	1.270	1.575
UP_CARPI_TUR_1	637	480	519	859	36
UP_CMRTPICENA_5	142	257	166	148	56
UP_FIUMESANTO_5	36	330	169	111	77
UP_GIUGLIANO_1	142	221	201	154	53
UP_GIUGLIANO_3	138	242	128	47	
UP_LARINO_TG_1	212	195	117	167	85
UP_LESSANDRIA_1	233	196	67	47	42
UP_MADDALONI_1	264		12		
UP_MADDALONI_3	292	461	150	353	380
UP_MONTEMARTE_1	248	551	594	255	138
UP_PIETRAFIT_4	95	156	73	85	38
UP_TERMINI_T_42				889	1.196
UP_TOR_DI_VA_2	2.644	2.295	2.308	1.967	1.498
UP_TRAPANI_C_2	889	2.276	1.869	842	1.565
<b>TOTALE</b>	<b>10.550</b>	<b>13.321</b>	<b>12.170</b>	<b>13.388</b>	<b>11.503</b>

NOTA: il numero di ore di funzionamento riportato per ogni anno è calcolato come il numero di ore in cui l'immissione di ciascuna unità è risultata superiore ad 1MW.



Direzione  
 Discosviluppamento  
 e Conduzione

Allegato C.1

Gruppo	Servizio	Riserva terziaria	Problema margine isole per copertura fabbisogno	Funzione black start up	Compensazione potenza reattiva	Vincoli a rete non integra
Campomarino 1		✓				
Carpi 1		✓				
Carpi 2		✓				
Camerata Picena 5		✓			✓	✓
Camerata Picena 6		✓			✓	✓
Giugliano 1		✓			✓	✓
Giugliano 2		✓			✓	✓
Giugliano 3		✓			✓	✓
Giugliano 4		✓			✓	✓
Larino 1		✓		✓	✓	✓
Larino 2		✓		✓	✓	✓
Alessandria 1		✓				✓
Alessandria 2		✓				✓
Maddaloni 1 (*)		✓		✓	✓	✓
Maddaloni 2 (*)		✓		✓	✓	✓
Maddaloni 3 (*)		✓		✓	✓	✓
Maddaloni 4 (*)		✓		✓	✓	✓
Montemartini		✓		✓		
Pietrafitta 3		✓		✓	✓	✓
Pietrafitta 4		✓		✓	✓	✓
Portoferraio		✓				✓
Tor di Valle 2		✓				✓
Assemmini 1		✓	✓	✓	✓	✓
Assemmini 2		✓	✓	✓	✓	✓
Fiumesanto 5		✓	✓	✓		
Fiumesanto 6		✓	✓	✓		
Termini Imerese 42		✓	✓	✓		✓
Termini Imerese 5		✓	✓	✓		✓
Trapani 1		✓	✓	✓		✓
Trapani 2		✓	✓	✓		✓

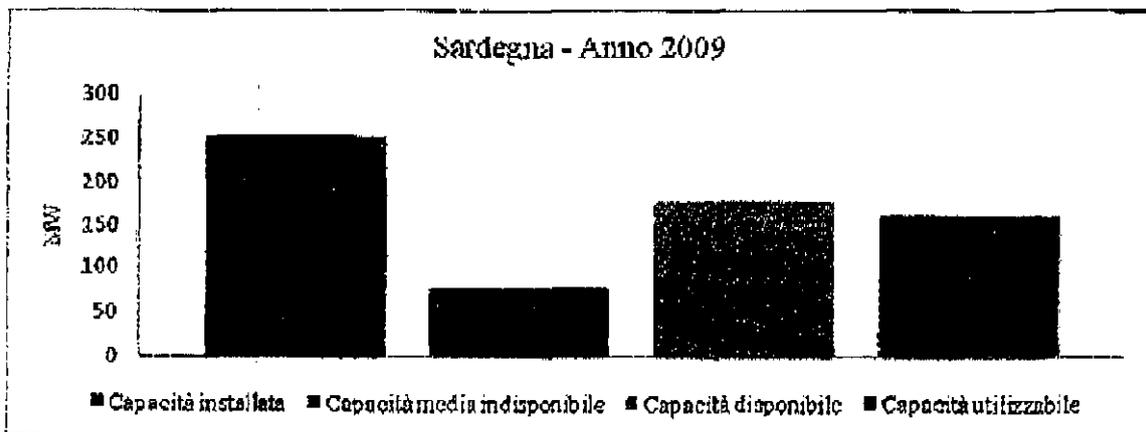
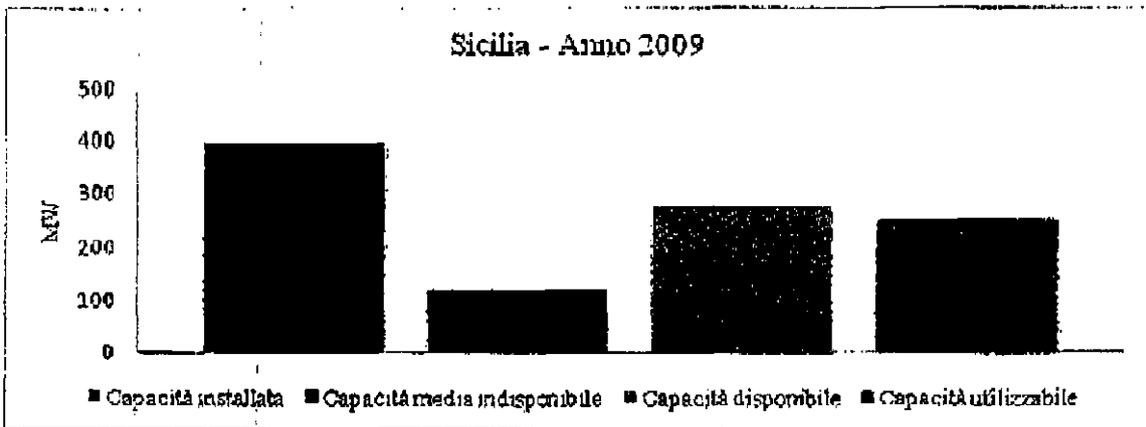
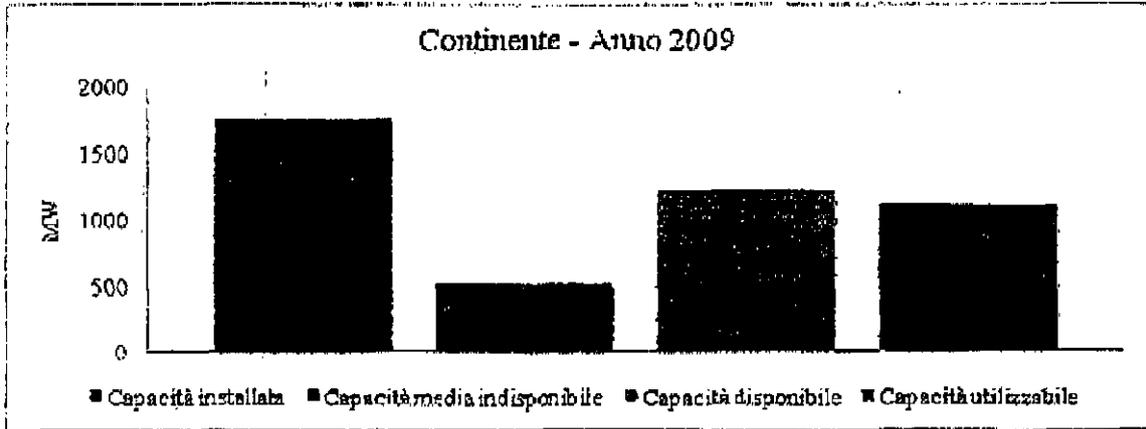
(\*)Nota: a volte necessari anche a rete integra in particolare in condizioni di alto carico per garantire le condizioni di sicurezza N-1





Direzione  
Dispacciamento  
& Conduzione

Allegato C.2



Nota: la capacità utilizzabile è pari alla capacità disponibile ridotta per effetto della probabilità di mancato avviamento



Direzione  
 Sviluppo  
 e Gestione

**Allegato D**

**Tabella riepilogativa delle motivazioni tecniche per la necessità degli impianti turbogas nelle attuali condizioni del sistema**

Comune di appartenenza	Codice Ditta TG	Localizzazione	Motivazioni tecniche	Distribuzione di tracciamento	Note
Campomarino	UP_CAMMOM/ARI_1	Continente	1. Riserva terziaria		
Carpi	UP_CARPI_TUR_1	Continente	1. Riserva terziaria		
Carpi	UP_CARPI_TUR_2	Continente	1. Riserva terziaria		
Camerata Picena	UP_CMRTPICENA_5	Continente	1. Riserva terziaria 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra		
Camerata Picena	UP_CMRTPICENA_6	Continente	1. Riserva terziaria 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra		
Giugliano	UP_GIUGLIANO_1	Continente	1. Riserva terziaria 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra		
Giugliano	UP_GIUGLIANO_2	Continente	1. Riserva terziaria 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra		
Giugliano	UP_GIUGLIANO_3	Continente	1. Riserva terziaria 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra		
Giugliano	UP_GIUGLIANO_4	Continente	1. Riserva terziaria 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra		

Direzione  
 Disaccoppiamento  
 e Conduzione



Spese di produzione - Spazio Unità TG	Localizzazione	Modificazioni tecniche	Distintivo di Riaccensione	Note
Larino	UP_LARINO_TG_1	Continente 1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra	RO3 dalla C.le a 150 kV di Larino alla C.P. a 150 kV di Campobasso	
Larino	UP_LARINO_TG_2	Continente 1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra		
Alessandria	UP_LESSANDRIA_1	Continente 1. Riserva terziaria 5. Vincolo a rete non integra		
Alessandria	UP_LESSANDRIA_2	Continente 1. Riserva terziaria 5. Vincolo a rete non integra		
Maddaloni	UP_MAODALONI_1	Continente 1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra		
Maddaloni	UP_MADDALONI_2	Continente 1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra		I gruppi della centrale di Maddaloni in alcune condizioni particolare del sistema elettrico di alto carico possono essere richiesti in servizio anche a rete integra, ovvero in assenza di manutenzioni di elementi di rete.
Maddaloni	UP_MADDALONI_3	Continente 1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra	NA4 dalla C.le Capriati e/o Maddaloni Turbogas alla C.le T. di Napoli Levante	
Maddaloni	UP_MADDALONI_4	Continente 1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra		
Montemartini	UP_MONTEMARTI_1	Continente 1. Riserva terziaria		Essenziale per il piano di emergenza della città di Roma come risulta anche da nostra comunicazione del 2 ottobre 2007 (prot. TE/P2007011774)



Direzione  
 D spazioamento  
 e Condizione

Schede di profilazione - Codice Unita 15		Localizzazione	Modalità di servizio	Direttrice di stazione/outlet	Note
Pietrafitta	UP_PIETRAFIT_3	Continente	1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 4. Compensatore sincrono 5. Vinctoli a rete non integra	RO2 dalla C/le turbogas a 132 kV di Pietrafitta alla C/le 132 kV di Bastardo	
Pietrafitta	UP_PIETRAFIT_4	Continente	1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 4. Compensatore sincrono 5. Vinctoli a rete non integra		In assenza del collegamento in cavo a 132kV tra l'Isola d'Elba e Piombino è necessaria la presenza in servizio dell'impianto per garantire l'alimentazione dell'isola.
Portoferraio	UP_PORTOFERR_1	Isola d'Elba	1. Riserva terziaria 5. Vinctolo a rete non integra		
Tor di Valle	UP_TOR_DI_VA_2	Continente	1. Riserva terziaria 5. Vinctolo a rete non integra		
Assemini	UP_ASSEMINI_1	Sardegna	1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 3. Copertura del fabbisogno di area 4. Compensatore sincrono 5. Vinctoli a rete non integra	CA3 dal Nucleo di Ripartenza della Centrale Sarlux alla Centrale Sulcis e alla Centrale di Assemini; CA4 dalla Centrale di Assemini alla Centrale Sulcis;	Necessari considerati i margini di adeguatazza attesi in Sardegna almeno fino all'ingresso del secondo polo del collegamento Sapei.
Assemini	UP_ASSEMINI_2	Sardegna	1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 3. Copertura del fabbisogno di area 4. Compensatore sincrono 5. Vinctoli a rete non integra		



Direzione  
Disseguamento  
e Coordinamento

Centrale di Produzione	Codice Unia/TS	Localizzazione	Motivazioni tecniche	Direttrice di Riaccensione	Note
Fiumesanto	UP_FIUMESANTO_5	Sardegna	1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 3. Copertura del fabbisogno di area	CA1 Dalla Centrale di Fiumesanto TG alle Centrali di Fiumesanto Carbone e Fiumesanto Ollo;	
Fiumesanto	UP_FIUMESANTO_6	Sardegna	1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 3. Copertura del fabbisogno di area		
Termini Imerese	UP_TERMINI_I_42	Sicilia	1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 3. Copertura del fabbisogno di area 5. Vincoli a rete non integra		
Termini Imerese	UP_TERMINI_I_5	Sicilia	1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 3. Copertura del fabbisogno di area 5. Vincoli a rete non integra	PA2 dalla Centrale turbogas di Trapani alla Centrale termoelettrica di Termini Imerese	
Trapani	UP_TRAPANI_C_1	Sicilia	1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 3. Copertura del fabbisogno di area 5. Vincoli a rete non integra		
Trapani	UP_TRAPANI_C_2	Sicilia	1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 3. Copertura del fabbisogno di area 5. Vincoli a rete non integra		

**Cliente** ENEL PRODUZIONE S.p.A.

**Oggetto** Modellazione delle ricadute atmosferiche dell'impianto turbogas di Alessandria

**Ordine** Accordo Quadro 8400006584  
Attingimento n. 8400006584 - 0010478

**Note** Rev. 0

La parziale riproduzione di questo documento è permessa solo con l'autorizzazione scritta del CESI.

**N. pagine** 20                      **N. pagine fuori testo** 0

**Data** 27/03/2009

**Elaborato** Pertot Cesare

**Verificato** Carboni Gabriele

**Approvato** Fiore Antonio

## *Indice*

<b>1</b>	<b>PREMESSA .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>IDENTIFICAZIONE E QUANTIFICAZIONE DELLE EMISSIONI.....</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>DESCRIZIONE DELLO STRUMENTO MODELLISTICO.....</b>	<b>7</b>
	3.1.1 Modello meteorologico - CALMET.....	7
	3.1.2 Modello di dispersione - CALPUFF .....	8
<b>4</b>	<b>VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI.....</b>	<b>10</b>
	4.1 Set up dello strumento modellistico .....	10
	4.2 Impatti sulle immissioni .....	13
<b>5</b>	<b>CONCLUSIONI .....</b>	<b>19</b>
<b>6</b>	<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>20</b>

## STORIA DELLE REVISIONI

Numero revisione	Data	Protocollo	Lista delle modifiche e/o dei paragrafi modificati
0	27/03/2009	A9009170	Prima emissione

### 1 PREMESSA

Il presente studio è realizzato nell'ambito della procedura di Autorizzazione Integrata Ambientale della Centrale Turbogas di Alessandria. Il documento riporta i risultati delle attività condotte da CESI, su richiesta di Enel, mirate alla quantificazione degli effetti delle emissioni in aria generate dall'esercizio dell'impianto.

La valutazione è condotta mediante l'applicazione del sistema modellistico CALMET - CALPUFF (a passo orario per un periodo pari ad un anno solare completo) ed è finalizzata al confronto con lo stato della qualità dell'aria esistente nel territorio (in seguito denominato "fondo") ed i vigenti Standard di Qualità dell'Aria previsti dal DM 60/2002 per le sostanze NO<sub>x</sub>, NO<sub>2</sub> e CO.

Lo stato della qualità dell'aria di fondo è caratterizzato sulla base delle misure delle postazioni di monitoraggio disponibili nell'area in esame ed appartenenti alle reti di ARPA Piemonte ed ARPA Lombardia.

## 2 IDENTIFICAZIONE E QUANTIFICAZIONE DELLE EMISSIONI

La Centrale Turbogas di Alessandria è ubicata nel comune di Alessandria, in località Valmadonna, circa 3 km a nord della città di Alessandria. L'impianto produttivo è composto da due unità turbogas a ciclo semplice, alimentate a gas naturale, della potenza di 90.800 kW ciascuna. E' presente inoltre un gruppo elettrogeno di emergenza che, avendo solamente funzione di riserva, non è considerato in questa sede.

Le emissioni in aria sono generate dall'attività di combustione in turbina del gas naturale. Da questo punto di vista ogni unità può essere schematizzata dalla sequenza delle seguenti componenti: un compressore, una camera di combustione, una turbina a gas ed un camino. La Figura 2.a riporta la planimetria delle due unità, affiancate nelle direzione W-E, in cui i due camini sono evidenziati dai cerchi rossi. Le coordinate e le caratteristiche geometriche dei camini dell'impianto sono riportate in Tabella 2.a.

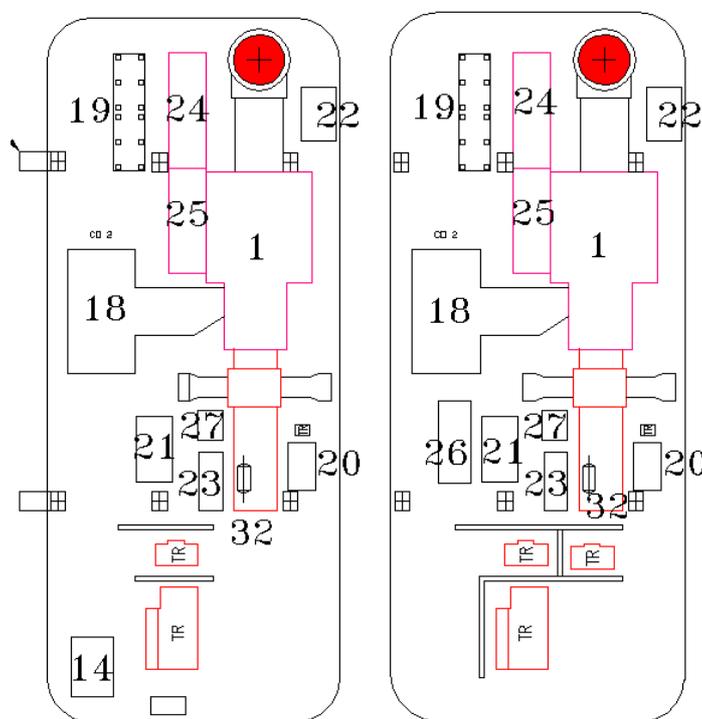


Figura 2.a – Planimetria delle due unità turbogas.

Tabella 2.a – Centrale di Alessandria – Coordinate e caratteristiche geometriche dei camini.

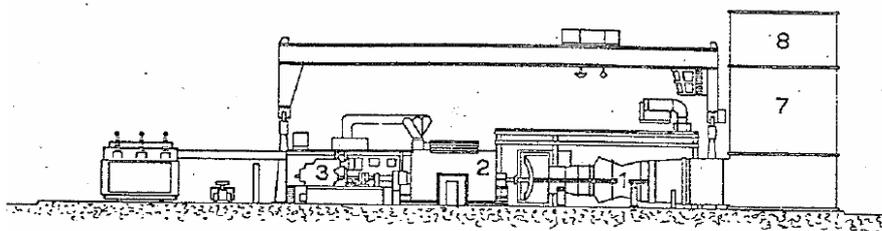
Sorgente	COORDINATE			CIMINIERA		
	UTM 32 WGS84		Quota	altezza m	diametro m	sezione m <sup>2</sup>
	EST m	NORD m	m s.l.m.			
Nome						
Camino AL 1	469'026	4'976'418	93.0	18.2	9.8	74.8
Camino AL 2	468'990	4'976'420	93.0	18.2	9.8	74.8

La Tabella 2.b prospetta le caratteristiche emissive considerate per descrivere l'esercizio delle due unità. In particolare, deve essere sottolineato che le concentrazioni sono state cautelativamente poste pari al massimo valore possibile, corrispondente ai limiti di legge<sup>1</sup>.

**Tabella 2.b – Centrale di Alessandria – Caratteristiche emissive di ogni camino.**

Nome	Temperatura fumi		Portata fumi secchi O <sub>2</sub> rif. (15%) Nm <sup>3</sup> /h	Concentrazioni nei fumi mg/Nm <sup>3</sup>	
	°C	°K		NO <sub>x</sub>	CO
Camino AL 1	480	753	910'000	400	100
Camino AL 2	480	753	910'000	400	100

Per la modesta differenza di altezza tra la sezione di sbocco dei camini e le strutture circostanti (si veda il prospetto in Figura 2.b) la simulazione ha tenuto conto anche dell'effetto "building downwash" ovvero dell'influenza della turbolenza indotta dalla presenza degli edifici prossimi ai camini sulla diffusione iniziale del pennacchio dei fumi.

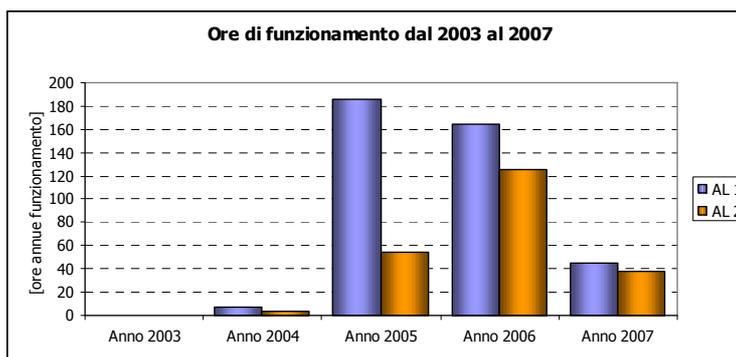


**Figura 2.b – Prospetto di una unità turbogas.**

Nella valutazione degli impatti sulla qualità dell'aria indotti dall'esercizio dell'impianto deve essere inoltre considerato il particolare regime di funzionamento con cui esso è esercito.

L'impianto di Alessandria, come altri impianti turbogas a ciclo semplice presenti sul territorio nazionale, risponde all'esigenza di garantire la sicurezza e la stabilità del funzionamento della rete elettrica nazionale in situazioni di carenza di energia elettrica che possono occorrere o durante i periodi di maggior richiesta di energia (periodi di punta) o in caso di blackout. Tali impianti non sono quindi destinati alla produzione continuativa di energia elettrica ed operano nell'arco dell'anno in maniera discontinua e per un numero estremamente limitato di ore. Durante il periodo 1979-1993, l'impianto oggetto di studio ha avuto un funzionamento medio inferiore a 150 ore/anno. Dal 1993 fino al 2003 l'impianto è rimasto inutilizzato. La Figura 2.c riporta il funzionamento in termini di ore/anno di ogni unità a partire dalla riattivazione del 2004 fino al 2007. I valori riportati nel grafico confermano come l'utilizzo di ogni unità turbogas sia rimasto, anche nel recente passato, inferiore a circa il 2% della durata di un anno.

<sup>1</sup> DLgs 152 2006 Allegato 1 alla Parte 5 - (4) Turbine a gas fisse - pag. 248



**Figura 2.c – Ore annue di funzionamento per unità dal 2003 al 2007.**

Nelle valutazioni condotte in questa sede si è quindi provveduto a stimare gli impatti generati dall'impianto con due gradi di cautela (in aggiunta a quello già assunto in fase di quantificazione delle concentrazioni alle emissioni):

1. Funzionamento in continuo durante tutto l'anno simulato (8760 ore)
2. Funzionamento in continuo per tutte le 24 ore di tutti i giorni di reale funzionamento verificatosi nel 2007 (a prescindere da numero di ore di accensione nel giorno)

Le due ipotesi permettono di effettuare stime cautelative degli impatti effettivi dell'impianto poiché, in entrambe le assunzioni, i turbogas sono eserciti un numero di ore decisamente superiore a quello realmente verificatosi in passato, come desumibile dal confronto di Tabella 2.c con la precedente Figura 2.c.

**Tabella 2.c – Ore annue di funzionamento effettive e simulate nelle due ipotesi considerate.**

Turbogas Alessandria – ore di funzionamento		
Unità	Ipotesi 1	Ipotesi 2
AL 1	8760	408
AL 2	8760	384

L'ipotesi 1 consente di stimare le ricadute delle emissioni in tutte le condizioni meteorologiche occorse nel 2007, comprendendo quindi anche le più sfavorevoli alla dispersione dei fumi in tutte le stagioni dell'anno. L'ipotesi è quindi particolarmente indicata per la valutazione dello Standard di Qualità dell'Aria (SQA) relativo alla concentrazione oraria di NO<sub>2</sub> da non superarsi per più di 18 ore/anno, il cui valore limite è di 200 µg/m<sup>3</sup>. L'elevata sproporzione tra le ore di funzionamento (8760 contro un massimo realistico non superiore a 200-300 ore/anno) potrebbe portare ad una stima poco rappresentativa della concentrazione media annua di NO<sub>x</sub> ed NO<sub>2</sub>. Tale considerazione ha portato all'assunzione della seconda ipotesi che, consentendo una stima delle concentrazioni medie annue sempre cautelative, ma più prossime a quelle realmente attribuibili all'impianto nel 2007, consente di valutare il grado di sovrastima prodotto dalla prima ipotesi.

### 3 DESCRIZIONE DELLO STRUMENTO MODELLISTICO

In base alle caratteristiche del sito e della simulazione da svolgere, si è scelto di utilizzare il sistema modellistico CALMET-CALPUFF sviluppato da Earth Tech Inc.

CALMET (ver. 6.326, liv. 080709) è un modello meteorologico diagnostico per la ricostruzione di campi orari bidimensionali e tridimensionali delle principali variabili meteorologiche e micrometeorologiche a partire da dati al suolo e di profilo misurati o calcolati da altri modelli.

CALPUFF (ver. 6.262, liv. 080725) è un modello lagrangiano non stazionario a puff per la ricostruzione di campi di concentrazione e deposizione al suolo di sostanze emesse da sorgenti di varia natura (puntuali, areali, lineari e volumetriche).

Il sistema modellistico CALMET-CALPUFF, dalla validità riconosciuta in ambito scientifico ed istituzionale (è presente nelle linee guida statunitensi ed in quelle nazionali - APAT CTNACE, 2001 - per la simulazione della dispersione delle emissioni in atmosfera), è particolarmente idoneo alla trattazione del caso in oggetto per le seguenti caratteristiche:

- Evoluzione delle masse inquinanti in campi meteorologici tridimensionali, non uniformi e non omogenei
- Trattazione dell'interfaccia terra/mare
- Trattazione delle calme di vento

La scelta del sistema modellistico risulta allineata anche alle indicazioni del DM 1 ottobre 2002, n. 26 *“Regolamento recante le direttive tecniche per la valutazione preliminare della qualità dell'aria ambiente, i criteri per l'elaborazione del piano e dei programmi di cui agli articoli 8 e 9 del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 351”* che nell'allegato 1, *“Direttive tecniche concernenti la valutazione preliminare”* fornisce importanti indicazioni sulle caratteristiche generali dei modelli matematici recita:

*“La valutazione della complessità dell'area su cui si effettua la valutazione deve tenere conto delle caratteristiche orografiche del territorio, di disomogeneità superficiali (discontinuità terra-mare, città - campagna, acque interne) e condizioni meteo-diffusive non omogenee (calma di vento negli strati bassi della troposfera, inversioni termiche eventualmente associate a regimi di brezza); l'uso di modelli analitici (gaussiani e non) si considera generalmente appropriato nel caso di siti non complessi, mentre qualora le disomogeneità spaziali e temporali siano rilevanti per la dispersione, è opportuno ricorrere all'uso di modelli numerici tridimensionali, articolati in un preprocessore meteorologico (dedicato principalmente alla ricostruzione del campo di vento) e in un modello di diffusione.”*

#### 3.1.1 Modello meteorologico - CALMET

CALMET (ver. 6.326, liv. 080709) (Scire et al., 2000a) è un modello meteorologico diagnostico che produce campi orari tridimensionali di vento e bidimensionali di diverse variabili meteorologiche a partire da dati osservati (al suolo e di profilo) e da dati geofisici (orografia, uso del suolo). CALMET è costituito da un modulo diagnostico per la ricostruzione del campo di vento e da moduli micrometeorologici per la caratterizzazione dello strato limite di rimescolamento sia sul suolo sia sull'acqua.

Il modulo diagnostico del campo di vento utilizza una procedura a due passi per la costruzione del campo. Il primo passo crea un campo iniziale, basato sui venti sinottici, e lo corregge in modo da tenere conto degli effetti del terreno sui flussi e dei venti di pendio. In questa fase, dapprima il modello utilizza i venti sinottici per calcolare una velocità verticale forzata dal terreno e soggetta ad una funzione

esponenziale di smorzamento dipendente dalla classe di stabilità atmosferica. In secondo luogo, sono introdotti gli effetti dell'orografia sulle componenti orizzontali del vento mediante l'applicazione iterativa di uno schema di minimizzazione della divergenza sul campo tridimensionale fino al soddisfacimento del vincolo di minima divergenza. Dopo aver introdotto i venti di pendio e gli effetti termodinamici, il campo, a questo punto detto di primo passo, passa alla seconda fase procedurale che introduce i dati osservati, al suolo ed in quota, in modo da ottenere il campo nella sua versione finale. L'introduzione dei dati osservati è effettuata tramite una procedura d'analisi oggettiva. L'attribuzione di pesi inversamente proporzionali alla distanza tra punto e stazione di misura, garantisce l'ottenimento di un campo che riflette maggiormente le osservazioni in prossimità dei punti di misura e che è dominato dal campo di primo passo nelle zone prive d'osservazioni. Infine, il campo risultante è sottoposto ad un'operazione di smoothing e di ulteriore minimizzazione della divergenza.

CALMET richiede come dati di input misure orarie al suolo di direzione e velocità del vento, temperatura, copertura nuvolosa, altezza della base delle nuvole, pressione atmosferica, umidità relativa e precipitazione, nonché profili verticali di direzione e velocità del vento, temperatura e pressione atmosferica. Algoritmi specifici trattano la dinamica atmosferica sopra superfici acquose e la loro interfaccia con le superfici terrestri. Recentemente è stata introdotta la possibilità di utilizzare campi di vento generati da modelli meteorologici prognostici (quali ad esempio MM5, RAMs...) come campi d'inizializzazione.

### **3.1.2 Modello di dispersione - CALPUFF**

CALPUFF versione 6.262, livello 080725 (Scire J.S. et Al., 2000a) è un modello di dispersione non stazionario multi-strato multi-specie con cui è possibile simulare gli effetti di condizioni meteorologiche variabili nel tempo e nello spazio sul trasporto, trasformazione e rimozione degli inquinanti in atmosfera. Pur potendo essere guidato da meteorologie puntuali semplici, CALPUFF consente di utilizzare a pieno tutte le potenzialità del codice se guidato da campi meteorologici tridimensionali generati da CALMET. CALPUFF implementa algoritmi per la trattazione di effetti prossimi alla sorgente (building downwash, fumigazione, sovrainnalzamento progressivo, penetrazione parziale dello strato rimescolato, interazioni con elementi orografici non risolti dalla griglia orografica), oltre che di deposizione secca ed umida, trasformazioni chimiche, avvezione su suolo ed acque ed interazioni all'interfaccia terra/mare. Il modello può trattare sorgenti emissive puntuali, lineari, areali e volumetriche, dall'emissione variabile in modo arbitrario nel tempo.

CALPUFF utilizza due domini tridimensionali distinti: la griglia meteorologica e quella di calcolo. La prima definisce l'estensione orizzontale del dominio, le dimensioni delle celle, il numero e lo spessore degli strati verticali. Questa coincide con la griglia utilizzata da CALMET e ad essa sono associati i dati meteorologici e geofisici. La griglia computazionale è un sotto insieme, al più coincidente, della griglia meteorologica ed è il dominio in cui sono fatti evolvere i puff ed in cui possono essere calcolate le concentrazioni.

Le emissioni sono schematizzate come un continuo rilascio di sbuffi (puff) d'inquinante rilasciati in atmosfera. Al variare della direzione ed intensità del vento nello spazio e nel tempo la traiettoria d'ogni puff cambia in modo da seguire la nuova direzione del vento.

La diffusione dei puff è gaussiana e la concentrazione stimata in un dato recettore è data dalla somma dei contributi di tutti i puff sufficientemente vicini a questo. La garanzia della corretta riproduzione del pennacchio inquinante è data dall'elevato numero di puff rilasciato ogni ora, numero calcolato dal modello in funzione delle caratteristiche meteorologiche di quell'ora.

La trattazione di calme di vento avviene attraverso i normali algoritmi contenuti nel codice, consistenti con il modello concettuale in cui le emissioni contemporanee alla calma di vento salgono virtualmente sulla verticale della sorgente, mentre quelle preesistenti ristagnano sulla loro posizione, tutte disperdendosi in funzione del tempo, poiché si assume che questo sbandieri attorno ad una media nulla.

Il calcolo delle componenti della turbolenza atmosferica ( $s_{yt}$  e  $s_{zt}$ ) può essere effettuato sia in base alle variabili di turbolenza atmosferica prodotte da CALMET ( $L$ ,  $u^*$ ,  $w^*$ , ecc.), sia mediante i coefficienti di dispersione Pasquill-Gifford-Turner (PGT) in aree rurali (con una formulazione approssimante le equazioni di ISCST-3), e coefficienti di Mc Elroy-Pooler in aree urbane.

La deposizione secca di gas e particelle è trattata attraverso un modello a resistenze basato su proprietà dell'inquinante (diametro molecolare, forma, densità, diffusività, solubilità, reattività), caratteristiche della superficie (rugosità superficiale, tipo di vegetazione) e variabili atmosferiche (classe di stabilità, turbolenza). L'algoritmo determina la velocità di deposizione come l'inverso della somma di resistenze (che rappresentano le diverse forze in opposizione al trasporto dell'inquinante dall'atmosfera al suolo) a cui si aggiunge, per le sole particelle, un termine di deposizione gravitazionale. L'atmosfera è in schematizzata attraverso cinque strati (layer) che caratterizzano le differenti proprietà fluidodinamiche dell'atmosfera alle differenti distanze dal suolo.

La deposizione umida è calcolata tramite un algoritmo basato su coefficienti di rimozione empirici dipendenti dalla natura dell'inquinante e della precipitazione.

## 4 VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI

### 4.1 Set up dello strumento modellistico

La simulazione modellistica dell'impianto di Alessandria è stata condotta ricostruendo i campi meteorologici orari per l'anno 2007 su un'area di 50x50 km<sup>2</sup> con risoluzione spaziale di 1000m, riportata in Figura 4.a. Tale scelta consente di riprodurre adeguatamente le caratteristiche del sito in esame che, condivide con il resto della pianura padana una complessità indotta dalla presenza delle Alpi e degli Appennini, con una frequente dissociazione tra la circolazione atmosferica negli strati più bassi da quella delle quote superiori. Importati sono anche la corretta riproduzione delle inversioni termiche, dell'evoluzione dell'altezza dello strato rimescolato e della stabilità atmosferica. Conseguentemente la scelta dei livelli verticali ha visto una particolare attenzione alla descrizione delle prime centinaia di metri dal suolo.

La ricostruzione dei campi meteorologici è stata condotta mediante il modello meteorologico diagnostico CALMET applicato definendo la seguente griglia tridimensionale:

- Sistema di coordinate = UTM32 datum WGS84
- Definizione orizzontale della griglia:
  - Numero di celle nella direzione X (NX) = 50
  - Numero di celle nella direzione Y (NY) = 50
  - Lato cella (quadrata) = 1000 m
  - Coordinate dell'angolo Sud Ovest del dominio km (449.000; 4952.000)
- Definizione verticale della griglia:
  - Numero di livelli = 12
  - Quote sul livello del suolo = 0, 20, 50, 80, 120, 200, 300, 500, 750, 1000, 1500, 2500, 4000 m

I campi meteorologici sono stati ricostruiti fornendo al modello i campi meteorologici tridimensionali orari prodotti dal modello meteorologico prognostico COSMO, applicato a scala nazionale con risoluzione di 7 km e forniti dal Servizio Meteorologico di ARPA Emilia Romagna. La Figura 4.b sintetizza le statistiche dei principali parametri meteorologici che regolano la dispersione degli inquinanti in atmosfera (anemologia, stabilità atmosferica ed altezza dello strato rimescolato) estratti dai campi prodotti da Calmet in un punto prossimo all'impianto.

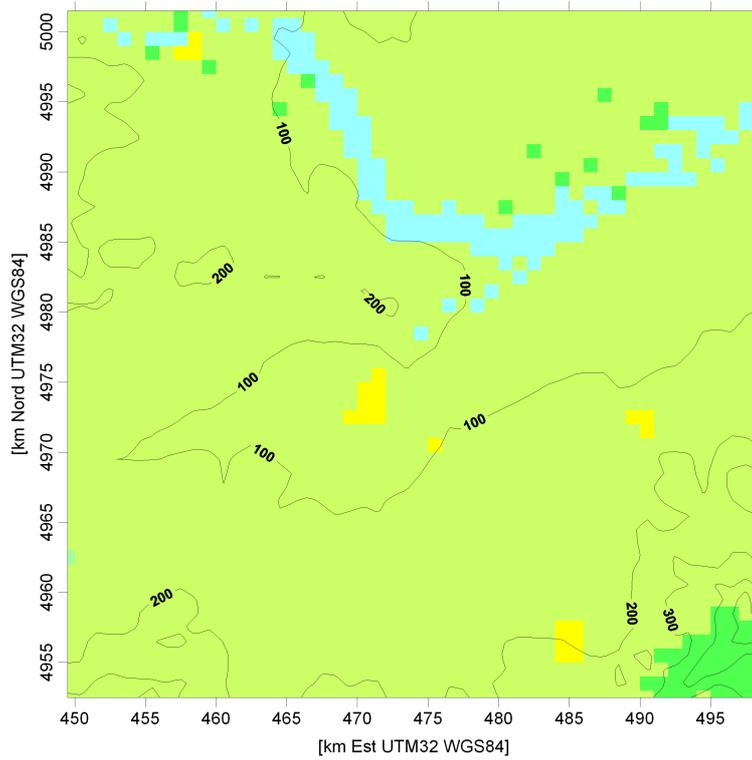


Figura 4.a – Orografia ed uso del suolo.

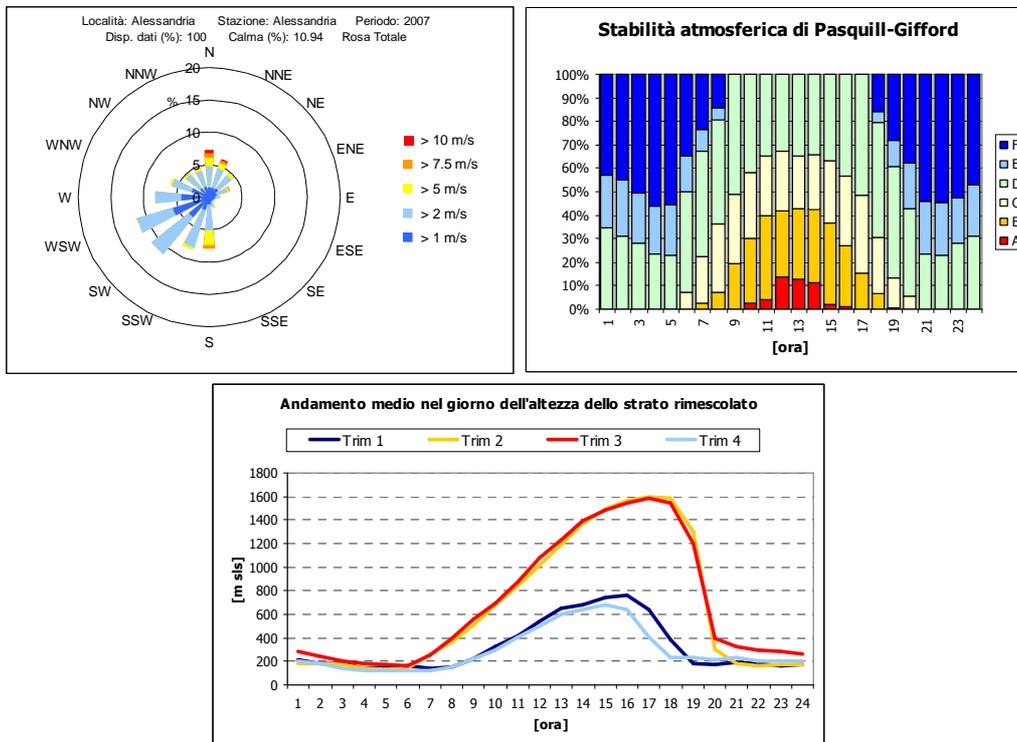


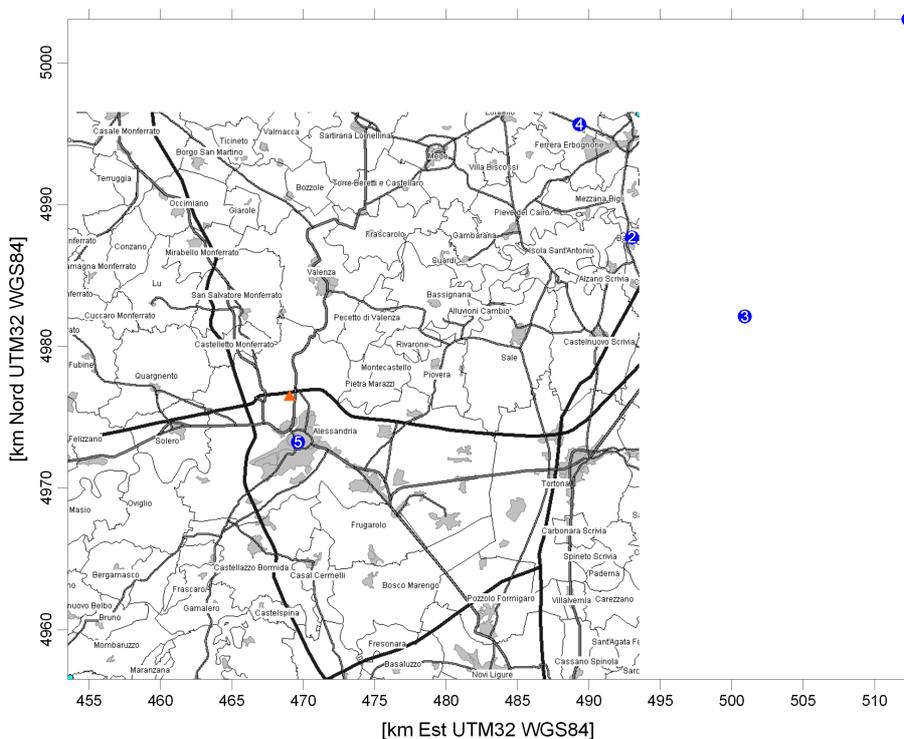
Figura 4.b – Rosa dei venti a 10 m (direzione di provenienza), distribuzione di frequenza della stabilità atmosferica ed altezza dello strato rimescolato media per trimestre.

L'input meteorologico prodotto da CALMET, e quello emissivo descritto in Tabella 2.a e Tabella 2.b, sono stati quindi forniti a CALPUFF per la stima delle concentrazioni in aria ambiente di NO<sub>x</sub>, NO<sub>2</sub> e CO.

Al fine di calcolare la trasformazione di NO in NO<sub>2</sub>, CALPUFF ha fatto uso delle concentrazioni orarie in aria ambiente di ozono misurate nel corso dell'anno 2007 presso cinque postazioni appartenenti alle Reti di Rilevamento della Qualità dell'Aria gestite da ARPA Lombardia ed ARPA Piemonte (Tabella 4.a e Figura 4.c). Ciò ha consentito di caratterizzare a livello orario la reattività dell'atmosfera nel territorio. In Figura 4.d si riportano gli andamenti del giorno medio annuo.

**Tabella 4.a – Stazioni di ozono delle RRQA di ARPA Lombardia e ARPA Piemonte.**

Numero	Stazione	Località	Rete	Est utm32	Nord utm32
1	6691	Pavia	ARPA Lombardia	512'365	5'003'063
2	9856	Cornale	ARPA Lombardia	493'005	4'987'681
3	9861	Voghera	ARPA Lombardia	500'918	4'982'094
4	9997	Ferrera Erb.	ARPA Lombardia	489'323	4'995'638
5	6003	Alessandria	ARPA Piemonte	469'631	4'973'233



**Figura 4.c – Postazioni di ozono utilizzate nel presente studio. In arancio la posizione dell'impianto. I confini amministrativi, le aree urbane e le infrastrutture viarie sono riportate solo all'interno del dominio di studio.**

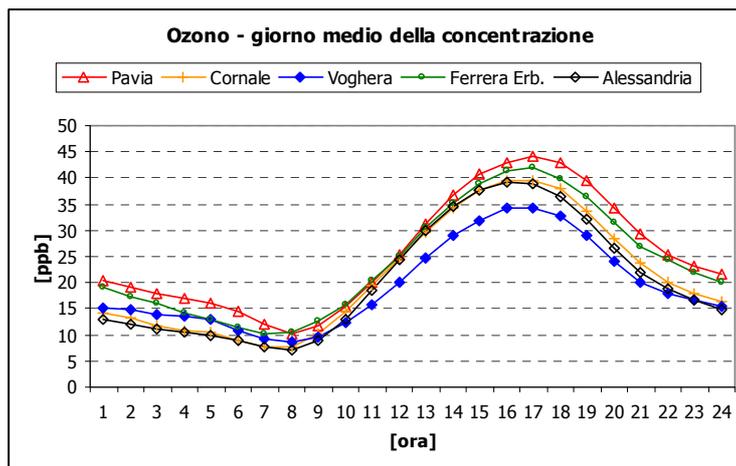


Figura 4.d – Andamento medio della concentrazione di ozono nel giorno, anno 2007.

## 4.2 Impatti sulle immissioni

La seguente Tabella 4.b riporta il confronto tra gli Standard di Qualità dell’Aria (SQA) previsti dalla normativa vigente e la stima delle ricadute della Centrale nel punto di massimo impatto prodotta dal modello CALPUFF. Si evidenzia un ampio rispetto di tutti i limiti di legge con ricadute ampiamente inferiori ai valori limite per tutti gli SQA considerati, anche nell’ipotesi di un funzionamento continuo ininterrotto delle due unità per tutto l’anno anche se, i valori ottenuti nella seconda ipotesi evidenziano come i reali impatti sono in genere molto più contenuti, proprio per il ridotto periodo di funzionamento.

Tabella 4.b – Confronto tra SQA e ricadute della Centrale di Alessandria nel punto di massimo impatto.

Parametro D.M. 2 Aprile 2002 n.60 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	Valore limite	Impatto della Centrale nel punto di massima ricaduta	
		Ipotesi 1 (funzionamento continuo per 8760 ore/anno)	Ipotesi 2 (funzionamento continuo per 24 ore in giorni di effettivo esercizio nel 2007)
<b>Ossidi di azoto – NOx e NO<sub>2</sub></b>			
Media annuale NO <sub>2</sub>	40	1.00	0.05
Concentrazione superata per 18h/anno (percentile orario 99.7945)	200	44.4	7.65
Media annuale NOx (Protezione vegetazione)	30	1.79	0.09
<b>Monossido di carbonio– CO</b>			
Concentrazione media massima giornaliera su 8 ore	10'000	28.5 (massimo media su 8 ore)	13.6 (massimo media su 8 ore)

La seguente Tabella 4.c riporta per confronto gli stessi SQA elaborati sulla base delle concentrazioni misurate da quattro postazioni di monitoraggio; 3 gestite da ARPA Piemonte (Casale Monferrato, Alessandria-Volta e Alessandria-D'Annunzio) ed 1 gestita da ARPA Lombardia (Cornale, PV). Quest'ultima è stata inclusa in quanto rappresentativa di un'area rurale remota, che può essere considerata rappresentativa delle estese aree agricole del territorio. Le postazioni ARPA Piemonte, facendo riferimento a contesti urbani e di traffico, hanno invece una rappresentatività spaziale limitata a contesti fortemente antropizzati.

I valori presentati evidenziano anche in questo caso come le ricadute dell'impianto, anche nel punto di massima ricaduta, risultino sensibilmente inferiori al "fondo" presente in ambiente.

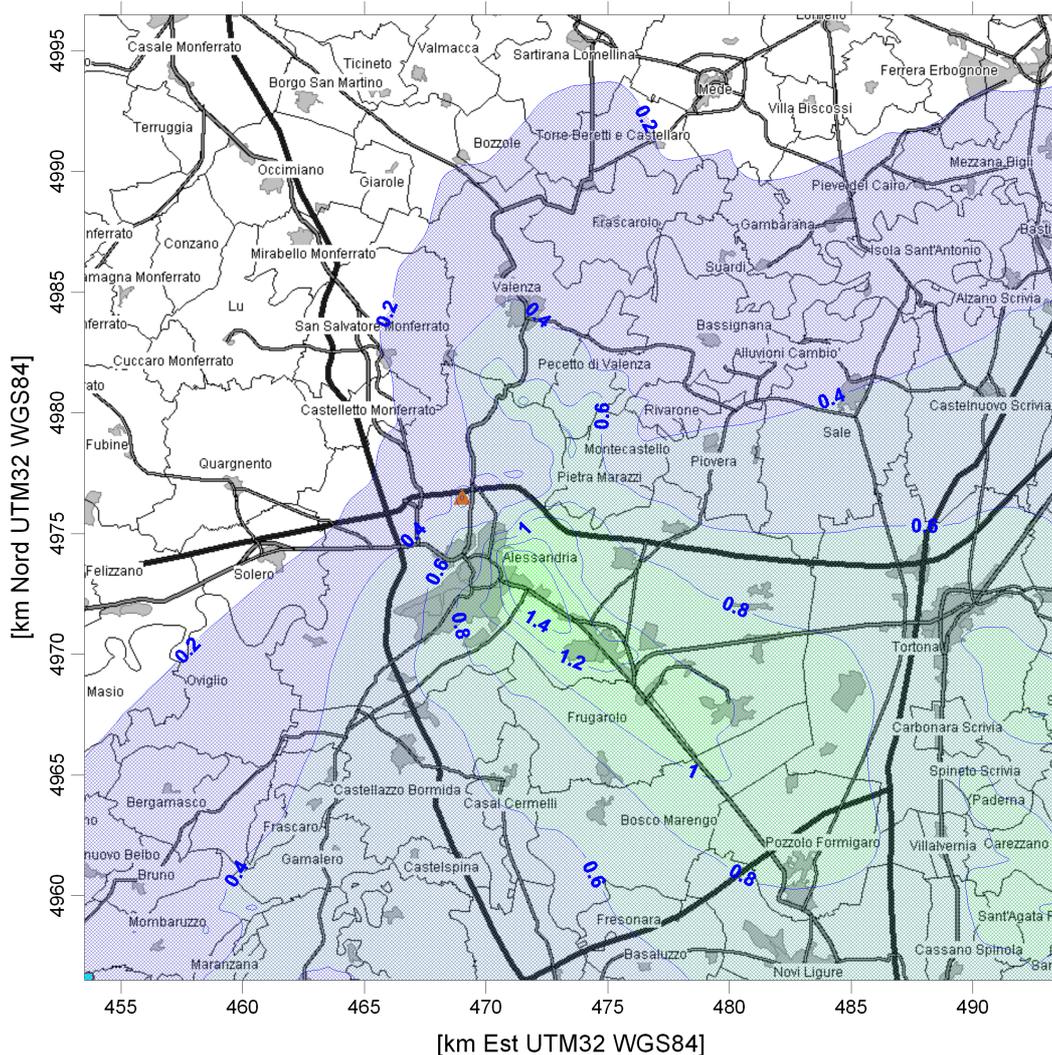
**Tabella 4.c – Stato della qualità dell'aria di fondo (misure dell'anno 2007).**

Parametro D.M. 2 Aprile 2002 n.60 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	Valore limite	Cornale (PV)	Casale Monferrato (AL)	Alessandria Volta (AL)	Alessandria D'Annunzio (AL)
Ossidi di azoto – NO <sub>x</sub> e NO <sub>2</sub>					
Media annuale NO <sub>2</sub>	40	20.3	32.0	42.9	50.4
Concentrazione superata per 18h/anno (percentile orario 99.7945)	200	75.0	123.7	112.2	200.2
Superamenti orari della soglia di 200 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	18	0	0	0	18
Media annuale NO <sub>x</sub> (Protezione vegetazione)	30	38.5	62.1	96.5	62.1
Monossido di carbonio– CO					
Conc. media massima giornaliera su 8 ore	10'000	N.D.	1'521	N.D.	1'039

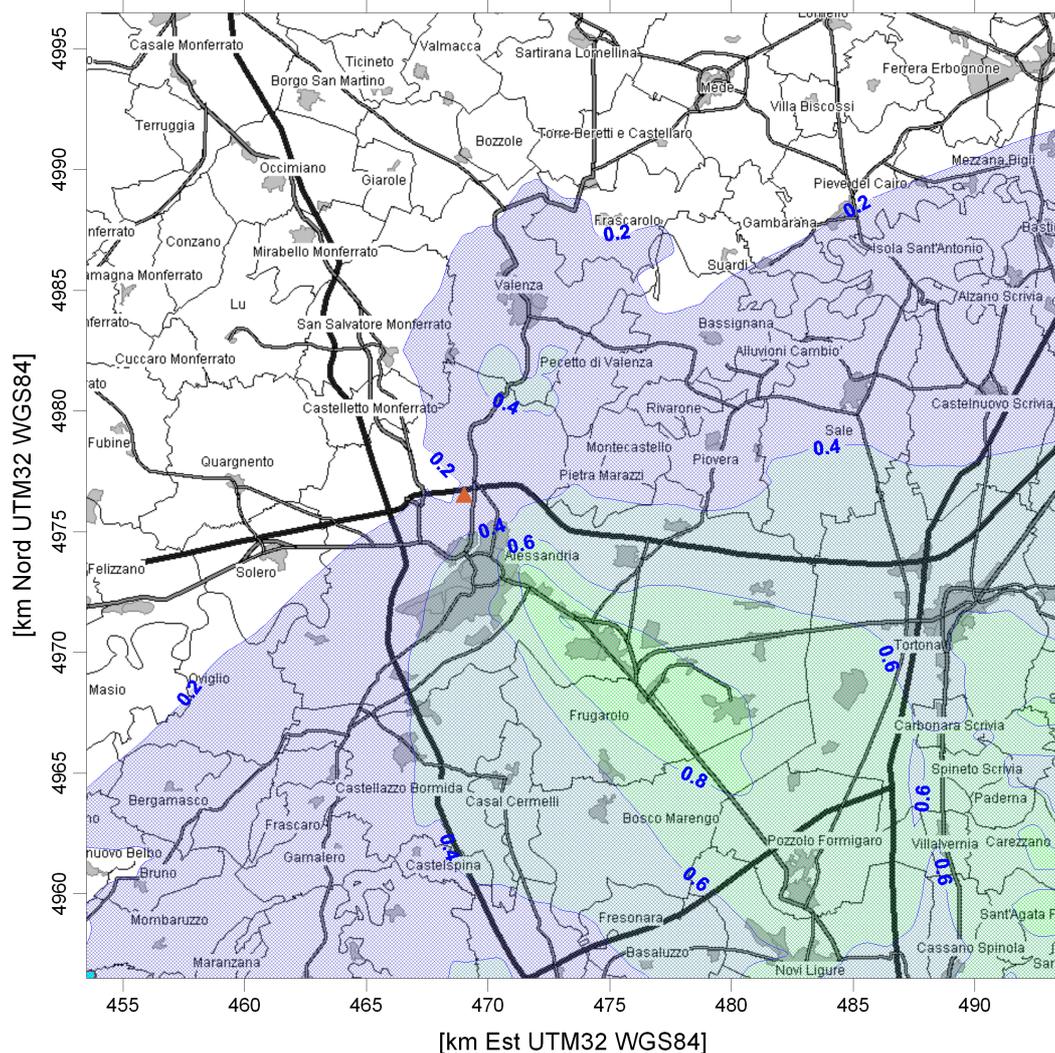
Per i medesimi SQA si riportano nel seguito le mappe relative alle linee di isoconcentrazione al suolo che definiscono l'impatto dell'impianto sul territorio di indagine. Le mappe fanno riferimento alla simulazione corrispondente al maggior grado di cautela, e relativa al funzionamento in continuo di entrambe le unità per tutte le 8760 ore/anno. La Centrale è indicata con un triangolo arancione.

Come si può notare, l'impatto è per tutti i parametri trascurabile o al più non significativo. Il modello identifica un'area a maggior impatto, localizzata a Sud-Est della Centrale, ad una distanza compresa tra 5 e 10 km in cui l'entità degli impatti è comunque largamente inferiore ai valori limite.

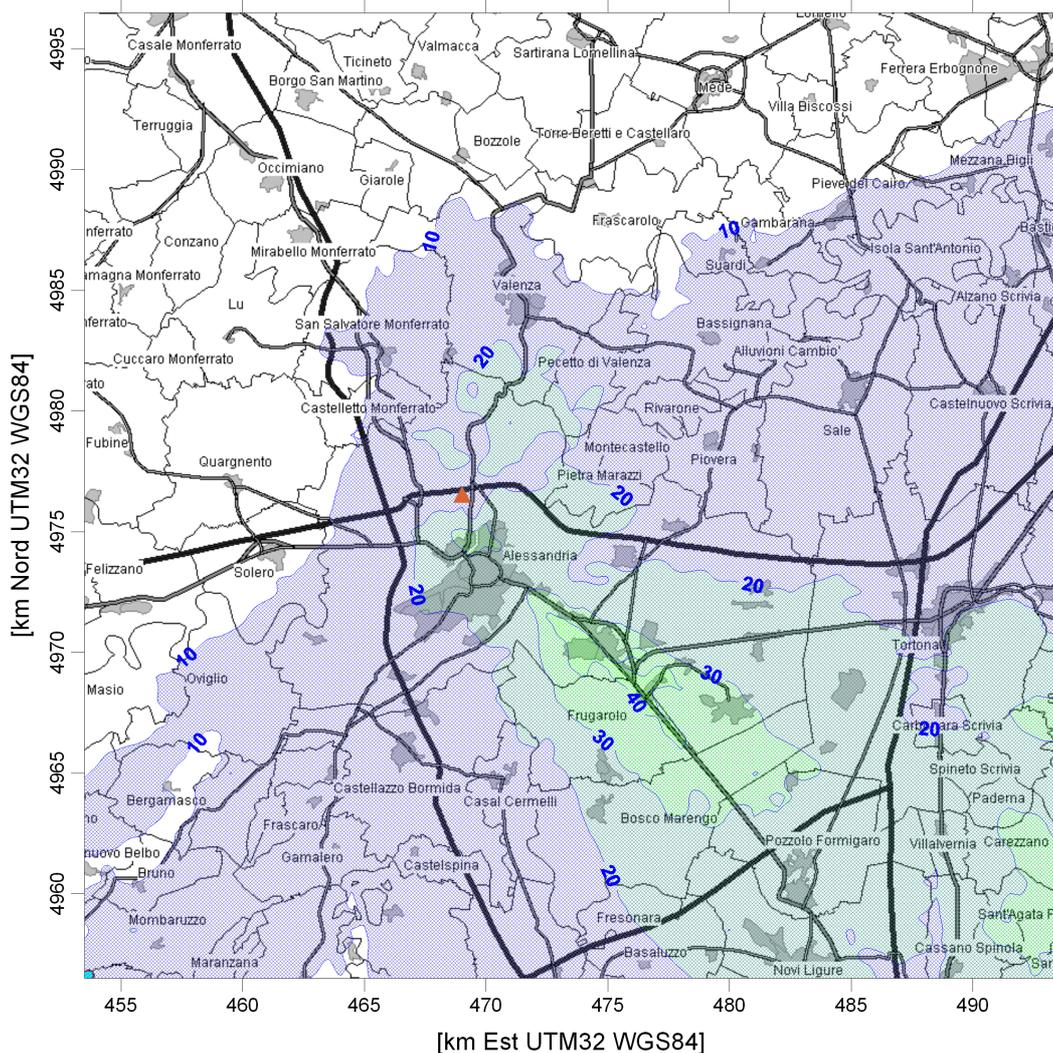
Il risultato è ancor più accettabile in considerazione del fatto che esso sia stato ottenuto sotto l'assunzione cautelativa di pieno funzionamento continuo di entrambe le unità di Centrale. Il reale funzionamento dell'impianto, in cui sono presenti lunghi periodi di inattività di uno o di entrambi i turbogas, con livelli emissivi inferiori al limite, consente di ritenere l'impatto effettivo molto più contenuto, come desumibile dai risultati prodotti dall'ipotesi 2 per l'anno 2007.



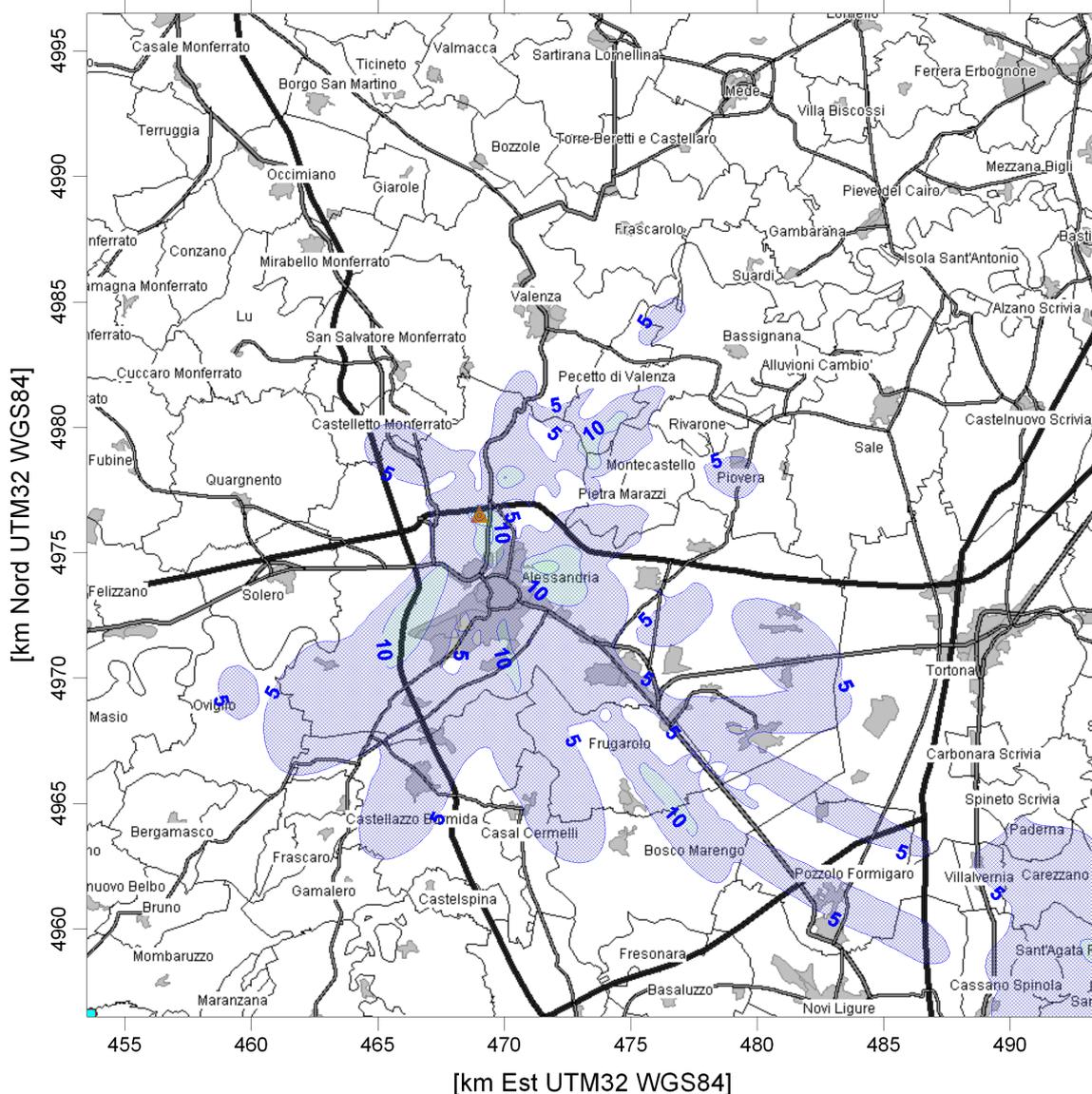
**Figura 4.e – Concentrazione media annua NOx in  $[\mu\text{g}/\text{m}^3]$ , valore limite  $30 \mu\text{g}/\text{m}^3$ . Ipotesi di funzionamento continuo per 8760 ore/anno.**



**Figura 4.f – Concentrazione media annua NO<sub>2</sub> in µg/m<sup>3</sup>, valore limite 40 µg/m<sup>3</sup>. Ipotesi di funzionamento continuo per 8760 ore/anno.**



**Figura 4.g – Concentrazione oraria di NO<sub>2</sub> superata 18 volte/anno [µg/m<sup>3</sup>], valore limite 200 µg/m<sup>3</sup>. Ipotesi di funzionamento continuo per 8760 ore/anno.**



**Figura 4.h – Massimo valore della concentrazione media su 8 ore di CO [ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ], valore limite come massimo della media su 8 ore 10000  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ . Ipotesi di funzionamento continuo per 8760 ore/anno.**

## 5 CONCLUSIONI

Nell'ambito dell'Autorizzazione Integrata Ambientale della Centrale Turbogas di Alessandria, Enel ha richiesto a Cesi la redazione di uno studio in merito alla valutazione degli effetti delle emissioni in atmosfera sullo stato della qualità dell'aria nel comprensorio.

La valutazione modellistica dell'impatto sulla qualità dell'aria delle emissioni convogliate in atmosfera della Centrale, caratterizzata da un funzionamento annuo limitato e discontinuo, è stata condotta ipotizzando cautelativamente l'esercizio con concentrazioni alle emissioni pari ai limiti di legge,.

Per meglio comprendere l'impatto sulla qualità dell'aria la simulazione della Centrale è stata ripetuta secondo due ipotesi:

1. Funzionamento in continuo durante tutto l'anno simulato (8760 ore)
2. Funzionamento in continuo per tutte le 24 ore di tutti i giorni di reale funzionamento verificatosi nel 2007 (a prescindere da numero di ore di accensione nel giorno)

La simulazione è stata condotta mediante l'applicazione del sistema CALMET - CALPUFF (a passo orario e per l'intero anno 2007), finalizzando la stima degli impatti predetti dal modello al confronto con i vigenti Standard di Qualità dell'Aria previsti dal DM 60/2002 in relazione a NO<sub>x</sub>, NO<sub>2</sub> e CO.

Il confronto tra gli impatti della Centrale stimati dal modello, gli Standard di Qualità dell'Aria previsti dalla normativa vigente (DM 60/2002) e le concentrazioni di fondo registrate dalle postazioni di monitoraggio presenti nell'area d'indagine (gestite da ARPA Piemonte ed ARPA Lombardia) evidenziano un pieno rispetto di tutti i limiti di legge anche nel punto di massimo impatto, con ricadute largamente inferiori ai valori limite per tutti gli inquinanti. Tale risultato è ancor più accettabile in considerazione del fatto che esso sia stato ottenuto sotto l'assunzione cautelativa di pieno funzionamento di entrambi i gruppi di centrale, come evidenziato dai risultati ottenuti sotto la seconda ipotesi, meno cautelativa ma più rappresentativa del reale funzionamento nell'anno 2007, che simula il reale funzionamento dell'impianto, con relativi periodi di inattività di uno o entrambe le unità.

Per i medesimi SQA, le mappe relative alle linee di isoconcentrazione al suolo, che definiscono l'impatto dell'impianto sul territorio, localizzano le aree di principale ricaduta a Sud-Est della Centrale, ad una distanza tra compresa tra i 5 ed i 10 km.

## 6 BIBLIOGRAFIA

Scire, J.S., F.R. Robe, M.E. Fernau, R.J. Yamartino, 2000a. “*A user’s guide for the CALMET meteorological model*”. Earth Tech Inc., Concord, MA,USA.

Scire, J.S., D.G. Strimaitis, R.J. Yamartino, 2000b. “*A user’s guide for the CALPUFF dispersion model*”. Earth Tech Inc., Concord, MA,USA.

CONTI CORRENTI POSTALI - Attestazione di Versamento

BancoPosta

€ sul c/c n. 871012

di Euro 2000,00

IMPORTO IN LETTERE DANICA/50

INTESTATO A TESORERIA PROV. LE STATO ROMA

CAUSALE VERSAMENTO SU CARO 92, CAR. ENTRATA n. 2595  
TARIFFA ISTRUTTORIA EX ART. 10 D. LGS 59/05  
AIA DSA DEC 2009 - 0001032 del 10.11.2009

*Prato  
S. 1-1-15*

!63/451 05 30-07-10 R1;  
!0097 €2.000,00\*;  
!VCY 0795 €1,10\*;  
C/C 000000871012 P 0072

BOLO DELL'UFFICIO POSTALE

ESEGUITO DA ENEL PROD 2009 SPA - VIA MACAZZOLA  
IMPIANTO ALESSANDRIA  
VIA - PIAZZA VIA ARGINE 20  
CAP 09015 LOCALITÀ CASALE S. GIOVANNI  
(PR)

**ISPRA**Istituto Superiore per la Protezione  
e la Ricerca Ambientale

Decreto legislativo n. 59 del 18 febbraio 2005 e s.m.i.

**ACCORDO TRA IL MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL  
TERRITORIO E DEL MARE E L'ISPRA (GIÀ APAT) IN MATERIA DI SUPPORTO  
ALLA COMMISSIONE ISTRUTTORIA AIA-IPPC*****Verbale di Riunione******Supporto ISPRA – Gruppo Istruttore – Gestore***

<b>IMPIANTO</b>	ENEL Produzione S.p.A.
<b>LOCALITÀ</b>	ALESSANDRIA
<b>GESTORE IMPIANTO</b>	Stefano Riotta
<b>RAPPRESENTANTE LEGALE</b>	Gianfilippo Mancini
<b>REFERENTE IPPC</b>	Giovanna Falotico
<b>DATA DI RIUNIONE</b>	14 giugno 2012
<b>ORARIO CONVOCAZIONE RIUNIONE</b>	15:00
<b>SUPPORTO ISPRA</b>	Monica Serra assente
<b>SUPPORTO ARPA PIEMONTE</b>	Alberto Maffiotti assente
<b>GRUPPO ISTRUTTORE</b>	Antonio Voza - Referente GI
	Alessandro Martelli assente
	Claudio Franco Rapicetta assente
	Adriano Mussinatto - Regione Piemonte
	Claudio Coffano - Provincia di Alessandria assente
	Rita Rossa - Comune di Alessandria assente
<b>REFERENTE NUCLEO DI COORDINAMENTO</b>	Umberto Realfonzo assente
<b>RAPPRESENTANTI DEL GESTORE</b>	Bianchi, Fiorentini, Riotta, Falotico, Bellerio, Vitaliani Presenti come da foglio firme allegato
<b>N° PROTOCOLLO LETTERA DI INCARICO GI</b>	CIPPC-00_2012-0000255 del 23-04-2012
<b>N° PROTOCOLLO LETTERA DI CONVOCAZIONE GI-GESTORE</b>	CIPPC-00_2012-0000464 del 31-05-2012

Il giorno 14 giugno 2012, presso la sede della Regione Piemonte, alle ore 15 si riunisce il Gruppo Istruttore (GI) della Commissione Istruttoria AIA-IPPC nominato per l'istruttoria relativa all'impianto "ENEL PRODUZIONE S.p.A." (AL), per incontrare il Gestore, con ordine del giorno come da convocazione allegata:

In rappresentanza della Provincia di Alessandria partecipa l'Ing. Daniela Pastorino Responsabile servizio VIA VAS IPPC, con Delega del Rappresentante IPPC Ing. Coffano (all. 3).

In rappresentanza dell'ARPA Piemonte partecipa Ing. Davide Guasco responsabile del Servizio di Vigilanza

La discussione si apre con riferimento al punto 2 dell'ODG.

Il Gestore produce una nuova planimetria dell'impianto (all.1) raffigurante la delimitazione dell'area di deposito temporaneo dei rifiuti e una dettagliata corrispondenza dei dati raffigurati con la legenda. Il Gestore precisa che le aiuole confinanti con l'area di deposito non fanno parte della



**ISPRA**

Istituto Superiore per la Protezione  
e la Ricerca Ambientale

stessa area di deposito. La medesima documentazione sarà trasmessa in via informatica alla Commissione IPPC ed alla DVA del MATTM.

Con riferimento al punto 1 dell'ODG, il Referente invita il Gestore a ripercorrere brevemente le verifiche e gli studi condotti in ordine alla possibilità di rispettare le prescrizioni previste dal DEC AIA esistente per l'impianto con particolare riferimento alla riduzione delle emissioni di NOX.

Il Gestore espone tali approfondimenti. In particolare mette in evidenza :

- Le ore di funzionamento – richieste dal Gestore del Mercato elettrico- che hanno caratterizzato l'impianto negli ultimi 3 anni, sono sempre inferiori a 100;
- La sussistenza di un vincolo all'esercizio dell'impianto determinata dalle disposizioni del MISE riguardo alla sicurezza del sistema elettrico nazionale (all. 2);
- La complessità degli interventi di adeguamento studiati attraverso simulazioni che peraltro prevederebbero impatti collaterali in termini di prelievo di risorsa idrica nel caso di adozione di iniettori di acqua nella camera di combustione senza peraltro poter garantire il rispetto dei limiti imposti nel decreto AIA.

Il Gestore ritiene al momento la riduzione delle ore effettive di funzionamento come l'unica possibile misura compensativa adottabile in alternativa all'adeguamento ambientale imposto dalle prescrizioni in termini di riduzione delle emissioni di NOX previste nel DEC AIA esistente.

In considerazione delle suesposte argomentazioni, i rappresentanti della Regione Piemonte, della Provincia di Alessandria e il Referente, ritengono che la valutazione di proposte alternative, non possa che essere considerata a valle della richiesta di riesame dell'AIA e invitano il Gestore ad attivare tutti i necessari atti formali per l'avvio di tale procedimento presso il MATTM.

Il GI richiede al Gestore di produrre alla Commissione tutti i riferimenti citati nella comunicazione del MISE 0002012 del 27.01.2012 (allegato 2).

L'ing. Voza, nel ricordare che i Commissari ai sensi dell'art. 5 comma 4 del D.M. 25-09-2007, *"sono tenuti ad osservare il segreto d'ufficio sulle attività oggetto dell'incarico"*, dichiara sciolta la riunione alle ore 16.45 dopo lettura, approvazione e sottoscrizione del presente verbale.

*[Handwritten signatures on the left side of the page]*

*[Handwritten signatures on the right side of the page]*

ISTITUZIONE/ ORGANIZZAZIONE RAPPRESENTATA	NOMINATIVO	TELEFONO/ CELLULARE	FAX	POSTA ELETTRONICA	FIRMA
COM. IPPC.	ANTONIO VOZA	3386404335		antonio@voze @famail.com	
ARPA DIP. AL	GIASCO DAVIDE	3355364093		d.giasco@arpa. piemonte.it	
ENER NET	PIERO WIGLI BIANCA	329 345P732	02 2320 7175	piero.wigli@ener.net	
"	Claudio Fiorentini	329 6325840		claudio.fiorentini@ener.com	
ENEL ALESSANDRIA (GESTORE)	RIOTTA STEFANO	3206644955	0523 728849	stefano.riotta@ener.com	
ENEL	FALOTI GIOVANNA	3277963849		gianna.faloti@ener.com	
ENEL	Bellero Guido	011.2781601		guido.bellero@ener.com	
ENEL	VITALIANI EMILIANO	3280364257		emiliano.vitaliani@ener.com	
PROVINCIA ALESSANDRIA	DANIELA PASTORINO	0131/ 304701	0131/ 304708	daniela.pastorino@provincia.alexandria.it	
REGIONE PIEMONTE	MOSSINA ADRIANO	011/4324679 3386219283	011/4323665	adriano.mossina@regione.piemonte.it	