



*Ministero dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

DIREZIONE GENERALE PER LE VALUTAZIONI
E LE AUTORIZZAZIONI AMBIENTALI

IL DIRETTORE GENERALE

Pratica N.:

Prof. Mittente:

Enipower S.p.A.
Stabilimento di Brindisi
Via Enrico Fermi, 4
72100 Brindisi
fax: 0831 200288
stabilimento.brindisi@pec.enipower.eni.it

e p.c. Alla Commissione Istruttoria IPPC
Via Vitaliano Brancati, 60
00144 ROMA
armando.brath@unibo.it
roberta.nigro@isprambiente.it

All'ISPRA
Via Vitaliano Brancati, 48
00144 ROMA
protocollo.ispra@ispra.legalmail.it

**OGGETTO: TRASMISSIONE PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO DELLA DOMANDA DI
AIA PRESENTATA DA ENIPOWER S.P.A. - STABILIMENTO DI BRINDISI -
PROCEDIMENTO ID 180/899**

Con riferimento al procedimento di riesame avviato in data 15/06/2015 con prot. DVA-2015-0015703, per la verifica degli adempimenti di cui all'art.1, commi 1 e 3 del decreto di rinnovo del 30/09/2014 D.M. 233, si trasmette, in allegato, copia conforme del Parere Istruttoria Conclusivo reso dalla Commissione IPPC con nota del 20/01/2016, prot. n. CIPPC 72/2016.

Al riguardo si invita codesta Società a prendere atto di quanto accolto e richiesto dalla Commissione IPPC nel sopraccitato Parere Istruttoria.

Si comunica alla Commissione IPPC, che legge per conoscenza, che il Gestore ha integrato, con richiesto, la tariffa istruttoria.

Il parere viene trasmesso anche ad ISPRA affinché ne tenga debito conto nello svolgimento delle attività di controllo.

Allegato copia conforme del Prot.1627 del 22/02/2016

Renato Grimaldi

Ufficio Mittente: DVA-Div3-sezione AG
Funzionario responsabile: Grande Zelinda tel. 06/57225962
DVA-D3-AG-08_2016-0190



*Ministero dell'Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*
Commissione istruttoria per l'autorizzazione
integrata ambientale - IPPC

MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA
DEL TERRITORIO E DEL MARE
Generale per le Valutazioni e le Autorizzazioni Ambientali

REGISTRO UFFICIALE - INGRESSO
Prot. 0001627-DVA del 22/01/2016

Copia conforme all'originale
Composta da N° 28 pagine

CIPPC 72/2016
DEL 20/01/2016

Ministero dell'Ambiente e della Tutela
del Territorio e del Mare
Direzione Generale Valutazioni Ambientali
c.a. dott. Giuseppe Lo Presti
Via C. Colombo, 44
00147 Roma

Pratica N°
Rif. Alimento:

OGGETTO: Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda di AIA presentata da EniPower S.p.A. - Stabilimento di Brindisi - Procedimento di Riesame - ID 180/899

In allegato alla presente, ai sensi dell'art. 6 comma 1 lettera b del Decr. 153/07 del Ministero dell'Ambiente relativo al funzionamento della Commissione, si trasmette il Parere Istruttorio Conclusivo, unitamente alla nota prot. CIPPC 69/2016 del 20/01/2016, relativa alla valutazione di congruità della tariffa.

Il Presidente f.f. della Commissione IPPC
Prof. Armando Brath

All. c.s.

MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE
RICEVUTO IL
21 GEN. 2016
DIREZIONE GENERALE VALUTAZIONI AMBIENTALI

c/o ISPRA - Via Vitaliano Brancati, 60 - 00144 ROMA - Fax 0650074281

ALL 72/2016



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi

AIA

Autorizzazione Integrata Ambientale

Titolo III-bis. - Parte seconda - Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i.

PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO

RIESAME AIA - id MATT-DVA 180/899

Verifica Adempimenti di cui all'art. 1, commi 1 e 3 del Decreto di rinnovo della Autorizzazione Integrata Ambientale D.M. 0000233 del 30/09/2014 (prescrizioni 6 e 7 del PIC allegato al Decreto Rinnovo AIA)

| | |
|-------------------|---|
| GESTORE | ENIPOWER S.p.A. |
| LOCALITÀ | Brindisi (BR) |
| GRUPPO ISTRUTTORE | Ing. Claudio F. Rapicetta – Referente |
| | Ing. Giovanni Anselmo |
| | Ing. Antonio Voza |
| | Ing. Pierfrancesco Palmisano– Regione Puglia |
| | Dott. Pasquale Epifani– Provincia di Brindisi |
| | Arch. Fabio Lacinio – Comune di Brindisi |

AS



**Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi**

Indice

| | | |
|-------|---|----|
| 1. | DEFINIZIONI | 3 |
| 2. | INTRODUZIONE | 7 |
| 2.1 | Atti presupposti..... | 7 |
| 2.2 | Atti normativi | 8 |
| 2.3 | Atti e attività istruttorie..... | 9 |
| 3. | OGGETTO DEL RIESAME | 10 |
| 4. | CONTENUTO DELLA DOCUMENTAZIONE INVIATA DAL GESTORE | 11 |
| 4.1 | Valutazione tecnico-economica di un sistema di preriscaldamento del gas combustibile in ingresso ai turbogas utilizzando calore residuo | 11 |
| 4.1.1 | Prestazioni attese dell'installazione del sistema di preriscaldamento | 12 |
| 4.1.2 | Valutazioni economiche | 13 |
| 4.1.3 | Conclusioni del Gestore..... | 15 |
| 4.2 | Valutazione tecnico-economica del sistema di recupero dell'energia di pressione del combustibile in ingresso in centrale | 15 |
| 4.2.1 | Generalità e dati di base..... | 16 |
| 4.2.2 | Bilanci di massa e di energia | 17 |
| 4.2.3 | Aspetti tecnici - Package turbogruppo ad espansione | 18 |
| 4.2.4 | Valutazione economica..... | 18 |
| 4.2.5 | Redditività dell'investimento e conclusioni del Gestore..... | 19 |
| 4.3 | Valutazione tecnica impiego stream di gas della società Basell Brindisi s.r.l..... | 20 |
| 4.3.1 | Analisi della situazione attuale | 21 |
| 4.3.2 | Analisi caratteristiche combustibile per impiego nelle turbine a gas | 21 |
| 4.3.3 | Considerazioni relative alla definizione dei settaggi di macchina | 23 |
| 4.3.4 | Conclusioni del Gestore..... | 23 |
| 4.4 | Valutazione tecnica impiego gas attualmente convogliabili nel sistema torce dello stabilimento petrolchimico | 24 |
| 4.4.1 | Analisi caratteristiche combustibile per impiego nelle turbine a gas | 25 |
| 4.4.2 | Conclusioni del Gestore..... | 26 |
| 5 | CONCLUSIONI DEL GRUPPO ISTRUTTORE | 27 |



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi

1. DEFINIZIONI

| | |
|--|--|
| Autorità competente (AC) | Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Direzione Valutazioni Ambientali. |
| Autorità di controllo | L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'articolo 29- <i>decies</i> del Decreto Legislativo n. 152. del 2006 e s.m.i., dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Puglia. |
| Autorizzazione integrata ambientale (AIA) | Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti di cui al Titolo III-bis del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i.. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato VIII alla parte II del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato XI alla parte II del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 29- <i>terdecies</i> , comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente, della tutela del territorio e del mare, delle attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997, n. 281. |
| Commissione IPPC | La Commissione istruttoria di cui all'Art. 8-bis del D.Lgs 152/06 e s.m.i.. |
| Gestore | Enipower S.p.A., installazione IPPC sita nel comune di Brindisi (BR), indicato nel testo seguente con il termine Gestore ai sensi dell'Art.5, comma 1, lettera r-bis del D.Lgs n. 152/06 e s.m.i.. |
| Gruppo Istruttore (GI) | Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta. |
| Installazione | Unità tecnica permanente, in cui sono svolte una o più attività elencate all'allegato VIII alla Parte Seconda, D.Lgs n. 152/06 e s.m.i. e qualsiasi altra attività accessoria, che sia tecnicamente connessa con le attività svolte nel luogo suddetto e possa influire sulle emissioni e sull'inquinamento. E' considerata accessoria l'attività tecnicamente connessa anche quando condotta da diverso gestore (Art. 5, comma 1, lettera i-quater del D.Lgs n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs n. 46/2014). |
| Inquinamento | L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore o più in generale di agenti fisici o chimici nell'aria, nell'acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi (Art. 5, comma 1, lettera i-ter del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014). |



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi

| | |
|--|---|
| Modifica sostanziale di un progetto, opera o di un impianto | <p>La variazione delle caratteristiche o del funzionamento ovvero un potenziamento dell'impianto, dell'opera o dell'infrastruttura o del progetto che, secondo l'Autorità competente, producano effetti negativi e significativi sull'ambiente.</p> <p>In particolare, con riferimento alla disciplina dell'autorizzazione integrata ambientale, per ciascuna attività per la quale l'allegato VIII, parte seconda del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i., indica valori di soglia, e' sostanziale una modifica all'installazione che dia luogo ad un incremento del valore di una delle grandezze, oggetto della soglia, pari o superiore al valore della soglia stessa (art. 5, c. 1, lett. 1-bis, del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</p> |
| Migliori tecniche disponibili (best available techniques - BAT) | <p>La più efficiente e avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso.</p> <p>Nel determinare le migliori tecniche disponibili, occorre tenere conto in particolare degli elementi di cui all'allegato XI alla parte II del D.Lgs 152/06 e s.m.i..</p> <p>Si intende per:</p> <ol style="list-style-type: none">1) tecniche: sia le tecniche impiegate sia le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura dell'impianto;2) disponibili: le tecniche sviluppate su una scala che ne consenta l'applicazione in condizioni economicamente e tecnicamente idonee nell'ambito del relativo comparto industriale, prendendo in considerazione i costi e i vantaggi, indipendentemente dal fatto che siano o meno applicate o prodotte in ambito nazionale, purché il gestore possa utilizzarle a condizioni ragionevoli;3) migliori: le tecniche più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso; (art. 5, c. 1, lett. 1-ter del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014). |
| Documento di riferimento sulle BAT (o BREF) | Documento pubblicato dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 13, par. 6, della direttiva 2010/75/UE (art. 5, c. 1, lett. 1-ter.1 del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014). |
| Conclusioni sulle BAT | Un documento adottato secondo quanto specificato all'articolo 13, paragrafo 5, della direttiva 2010/75/UE, e pubblicato in italiano nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea, contenente le parti di un BREF riguardanti le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili, la loro descrizione, le informazioni per valutarne l'applicabilità, i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili, il monitoraggio associato, i livelli di consumo associati e, se del caso, le pertinenti misure di bonifica del sito (art. 5, c. 1, lett. 1-ter.2 del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014). |



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi

| | |
|--|---|
| Relazione di riferimento | Informazioni sullo stato di qualità del suolo e delle acque sotterranee, con riferimento alla presenza di sostanze pericolose pertinenti, necessarie al fine di effettuare un raffronto in termini quantitativi con lo stato al momento della cessazione definitiva delle attività. Tali informazioni riguardano almeno: l'uso attuale e, se possibile, gli usi passati del sito, nonché, se disponibili, le misurazioni effettuate sul suolo e sulle acque sotterranee che ne illustrino lo stato al momento dell'elaborazione della relazione o, in alternativa, relative a nuove misurazioni effettuate sul suolo e sulle acque sotterranee tenendo conto della possibilità di una contaminazione del suolo e delle acque sotterranee da parte delle sostanze pericolose usate, prodotte o rilasciate dall'installazione interessata. Le informazioni definite in virtù di altra normativa che soddisfano tali requisiti possono essere incluse o allegate alla relazione di riferimento. Nella redazione della relazione di riferimento si tiene conto delle linee guida emanate dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 22, paragrafo 2, della direttiva 2010/75/UE (art. 5, c. 1, lett. v-bis, del D.lgs. n. 152/2006 e s.m.i. come introdotto dal D.lgs. n.46/2014). |
| Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) | I requisiti di monitoraggio e controllo degli impianti e delle emissioni nell'ambiente, - conformemente a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1, del D.Lgs 152/06 e s.m.i. - la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione ambientale integrata ed all'autorità competente e ai comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale, sono contenuti in un documento definito "Piano di Monitoraggio e Controllo". Tale documento è proposto, in accordo a quanto definito dall'Art. 29-quater co. 6, da ISPRA in sede di Conferenza di servizi ed è parte integrante dell'autorizzazione integrata ambientale. Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1 del D.Lgs.152/06 e s.m.i. e del decreto di cui all'articolo 33, comma 1, del D.lgs. 152/06 e s.m.i., le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 29-decies, comma 3 del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i. |
| Uffici presso i quali sono depositati i documenti | I documenti e gli atti inerenti il procedimento e gli atti inerenti i controlli sull'impianto sono depositati presso la Direzione Valutazioni Ambientali del Ministero dell'ambiente, della tutela del territorio e del mare e sono pubblicati sul sito http://www.aia.minambiente.it , al fine della consultazione del pubblico. |



**Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi**

**Valori Limite di
Emissione (VLE)**

La massa espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, indicate nel allegato X alla parte II del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i.. I valori limite di emissione delle sostanze si applicano, tranne i casi diversamente previsti dalla legge, nel punto di fuoriuscita delle emissioni dell'impianto; nella loro determinazione non devono essere considerate eventuali diluizioni. Per quanto concerne gli scarichi indiretti in acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dall'impianto, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente, fatto salvo il rispetto delle disposizioni di cui alla parte III del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i. (art. 5, c. 1, lett. i-octies, D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi

2. INTRODUZIONE

2.1 *Atti presupposti*

- Visto il decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare n. GAB/DEC/153/07 del 25 settembre 2007 di nomina della Commissione istruttoria AIA-IPPC;
- vista la Legge 27 febbraio 2015, n. 11 art. 9-bis, la Commissione Istruttoria IPPC in carica al 31 dicembre 2014 è prorogata nelle sue funzioni fino al subentro di nuovi componenti nominati con successivo decreto ministeriale;
- vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00_2012-0000189 del 13 aprile 2012, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale dell'impianto Enipower S.p.A. – Centrale termoelettrica di Brindisi (BR) al Gruppo Istruttore così costituito:
- Ing. Claudio Franco Rapicetta – Referente GI
 - Ing. Giovanni Anselmo
 - Ing. Antonio Voza
 - Ing. Salvatore Tafaro
- preso atto che con nota N. Prot. CIPPC-00_2015-0001333 del 15/07/2015 l'Ing. Salvatore Tafaro ha comunicato le dimissioni quale componente della Commissione AIA-IPPC
- preso atto che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare sono stati nominati i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali:
- Ing. Pierfrancesco Palmisano - Regione Puglia
 - Dott. Pasquale Epifani – Provincia di Brindisi
 - Arch. Fabio Lacinio - Comune di Brindisi
- preso atto che ai lavori del GI della Commissione IPPC sono stati designati, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti funzionari e collaboratori dell'ISPRA:
- Ing. Antonio Carmelo



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi

2.2 *Atti normativi*

- Visto il decreto legislativo n. 152/06 e s.m.i., Parte seconda concernente le procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione d'impatto ambientale (VIA) e per l'autorizzazione ambientale integrata (IPPC);
- vista la circolare ministeriale 13 luglio 2004 "Circolare interpretativa in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento, di cui al decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372, con particolare riferimento all'allegato I";
- visto il decreto ministeriale 31 gennaio 2005 "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372", pubblicato sul S.O. alla Gazzetta Ufficiale n. 135 del 13 giugno 2005;
- visto il decreto ministeriale 1 ottobre 2008 "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59", pubblicato sul S.O. alla Gazzetta Ufficiale n. 51 del 3 marzo 2009;
- visto il decreto ministeriale 19 aprile 2006, recante il calendario delle scadenze per la presentazione delle domande di autorizzazione integrata ambientale all'autorità competente statale pubblicato sulla GU n. 98 del 28 aprile 2006;
- visto l'articolo 6, comma 16 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., che prevede che l'autorità competente rilasci l'autorizzazione integrata ambientale tenendo conto dei seguenti principi:
- devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;
 - non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;
 - deve essere evitata la produzione di rifiuti, a norma della Parte quarta del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.; in caso contrario i rifiuti sono recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono eliminati evitandone e riducendone l'impatto sull'ambiente, secondo le disposizioni della medesima Parte quarta del decreto citato;
 - l'energia deve essere utilizzata in modo efficace ed efficiente;
 - devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;
 - deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale.



**Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi**

2.3 Atti e attività istruttorie

- Esaminata la nota PEC trasmessa in data 30 aprile 2015 dal Gestore della centrale termoelettrica Enipower di Brindisi recepita dal MATTM con protocollo n. DVA-2015-0011899 del 06 maggio 2015, con la quale comunica di aver adempiuto a quanto prescritto all'art.1 commi 1 e 3 del Decreto AIA emesso con atto DM-0000233 del 30 settembre 2014 e in relazione al paragrafo 8.3 "Approvvigionamento e gestione dei combustibili e di altre materie prime" punti 6) e 7) del PIC;
- esaminata la documentazione tecnica trasmessa in allegato e intitolata "Studi di valutazione tecnico-economica relativi alle prescrizioni emesse nel rinnovo dell'AIA atto DM-0000233 del 30 settembre 2014;
- esaminato il decreto AIA rilasciato con prot. DM-0000233 del 30 settembre 2014, pubblicato su G.U Serie Generale n. 256 del 04.11.2014;
- esaminata la nota di avvio del procedimento istruttorio da parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, prot. DVA-2015-0015703 del 15/06/2015;
- esaminati i contenuti dei BREF e delle Linee guida di riferimento in materia;
- vista la e-mail di trasmissione del parere Istruttorio, inviata per approvazione in data 01/12/2015 dalla segreteria IPPC al Gruppo Istruttore, avente prot. CIPPC-00_2015-0002362 del 01/12/2015 e la conseguente approvazione del GI.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi

3. OGGETTO DEL RIESAME

| | |
|---|---|
| Denominazione impianto | Enipower S.p.A. – Centrale termoelettrica di Brindisi |
| Indirizzo sede operativa | Via Enrico fermi , 4 - 72100 Brindisi (BR) |
| Sede Legale | Piazza Vanoni , 1 - 20097 San Donato Milanese (MI) |
| Rappresentante Legale | Ing. Antonio De Roma |
| Tipo impianto | Esistente – rinnovo a seguito di scadenza naturale della precedente autorizzazione |
| Codice e attività IPPC | Classificazione IPPC: <ul style="list-style-type: none">• 1.1 Impianti di combustione con potenza termica di combustione > 50MW Classificazione NACE: <ul style="list-style-type: none">• 3511 Produzione di energia elettrica• 3530 Fornitura di calore Classificazione NOSE-P: <ul style="list-style-type: none">• 101.02 Processo di combustione >50MW e < 300MW• 101.04 Combustione in turbine a gas |
| Gestore Impianto | Ing. Antonio De Roma Via E. Fermi, 4 – 72100 Brindisi Tel 0831- 200950 Cell- 348 – 8262858 Fax 0831 - 200288 email: antonio.deroma@enipower.eni.it |
| Referente IPPC | Dott. Carmelo Parisi Via E. Fermi, 4 – 72100 Brindisi Via E. Fermi, 4 – 72100 Brindisi Tel 0831 - 200453 email: carmelo.parisi@enipower.eni.it |
| Rapporti con la P.A. | Gaetano Rosato Cell. 348 – 0750317 Fax 06 – 59827347 Email: gaetano.rosato@eni.it |
| Misure penali amministrative in corso | Nessuna |
| Impianto a rischio di incidente rilevante | SI, ai sensi dell'art. 8 D.Lgs. 334/99 (Stoccaggi di OCD superiori a 200 t) |
| Sistema di gestione ambientale | ISO 14001, presentata domanda di registrazione EMAS con protocollo n. 5 del 23.01.2009 |



**Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi**

4. CONTENUTO DELLA DOCUMENTAZIONE INVIATA DAL GESTORE

In ottemperanza alla prescrizione di cui all'art. 1, commi 1 e 3 del Decreto di rinnovo della Autorizzazione Integrata Ambientale D.M. 0000233 del 30/09/2014, così come indicato a pagg. 121 e 122, paragrafo 8.3 prescrizioni 6) e 7) del PIC associato al DM citato, il Gestore, con Posta Elettronica Certificata del 30 aprile 2015 ed acquisita dal MATTM – DG Valutazioni e Autorizzazioni Ambientali con protocollo in data 06 maggio 2015 con protocollo n. DVA -2015-0011899, trasmette il documento tecnico intitolato “Studi di valutazione tecnica e tecnico – economica”.

La prescrizione prevede che il Gestore predisponga, entro il termine di 6 mesi dalla pubblicazione in G.U. del Decreto AIA (04.11.2014) apposite analisi tecniche e tecnico – economiche al fine di valutare le possibilità di attuare le seguenti condizioni:

- Adozione di un sistema di preriscaldamento del gas combustibile in ingresso ai turbogas utilizzando calore residuo;
- Adozione di un sistema per il recupero dell'energia di pressione del combustibile in ingresso in centrale, questo al fine di aumentare l'efficienza del ciclo termico e della ottimizzazione del recupero energetico;
- possibilità tecnica di ricevere ed utilizzare nella centrale termoelettrica, oltre al gas petrolchimico già fornito da Versalis, anche gli altri gas che sono attualmente convogliabili nel sistema torce del petrolchimico,
- possibilità di utilizzo dello stream di gas normalmente inviato dalla società Basell Brindisi S.r.l. allo stabilimento Versalis in concomitanza delle operazioni di manutenzione straordinaria dell'impianto cracker (2 mesi ogni 5 anni);

Il Gestore, in relazione ai quattro punti soprariportati, ha presentato le analisi tecniche e tecniche-economiche riportate nei quattro paragrafi seguenti e le relative conclusioni.

4.1 Valutazione tecnico-economica di un sistema di preriscaldamento del gas combustibile in ingresso ai turbogas utilizzando calore residuo

Le valutazioni tecniche e energetiche sono state condotte con il supporto tecnico di Ansaldo Energie in quanto costruttore delle turbine a gas installate presso il sito Enipower di Brindisi.

Nella configurazione proposta da Ansaldo, con riferimento alle esperienze su altre turbine a gas, il preriscaldamento del gas combustibile avviene in uno scambiatore di calore sulla linea gas della fiamma premiscelata che, mediante scambio con vapore spillato dal ciclo termico, preriscalda il gas combustibile in alimento alla turbina a gas.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi

Per assicurare stabilità nel funzionamento della macchina su tutto il range di funzionamento, dal minimo tecnico al carico base, l'incremento della temperatura del gas viene effettuata esclusivamente sulla quota parte di gas combustibile destinata alla fiamma premiscelata. Il preriscaldamento non è applicabile alla quota di gas alimentata alla fiamma pilota, poiché la riduzione di densità generata dal preriscaldamento comporterebbe incrementi della velocità di fiamma difficilmente gestibili dal sistema di controllo della fiamma pilota, generando instabilità della combustione e associato incremento del rischio di blocco macchina.

L'installazione del sistema di preriscaldamento del gas richiede la modifica delle valvole di intercettazione e regolazione (skid gas) a bordo macchina delle turbine. La necessità di limitare l'implementazione del preriscaldamento esclusivamente alla fiamma premiscelata comporterebbe la necessità di sdoppiare la linea gas in ingresso alla macchina, separando, più a monte rispetto alla configurazione attualmente installata, la linea di adduzione del gas alla fiamma premiscelata sulla quale si prevede l'installazione del sistema di preriscaldamento) dalla linea del gas alla fiamma pilota.

4.1.1 Prestazioni attese dell'installazione del sistema di preriscaldamento

Precedenti esperienze di Ansaldo Energie sulle prestazioni di preriscaldamento del gas in alimento alle turbine, hanno evidenziato risultati contrastanti. Quantunque si registri un leggero incremento dell'efficienza, il preriscaldamento è causa di alcune limitazioni sul funzionamento delle macchine, quali:

- **Stabilità di combustione** – l'incremento della temperatura del gas in ingresso alla turbina a gas influenza negativamente la stabilità di combustione, comportando la riduzione della stabilità di funzionamento della turbina con incremento del rischio di blocco in condizione di carichi elevati;
- **Gradiente di carico** – l'incremento della temperatura del gas in ingresso alla macchina influenza negativamente la capacità della turbina a gas nel fornire variazioni di carico superiori a 13MW/min. A tal riguardo si evidenzia che il Codice di Rete di Terna (Allegato A15) dispone che tutte le unità produttive con potenza efficiente non inferiore a 10 MW devono erogare il servizio di regolazione primaria con un gradiente di carico in ogni caso superiore a quello certificato per la regolazione secondaria. La limitazione del gradiente di carico a 13 MW/min. non permetterebbe pertanto l'erogazione dell'energia elettrica prodotta sulla rete di trasmissione nazionale, poiché le unità della centrale Enipower di Brindisi sono certificate per l'erogazione di un gradiente di regolazione secondaria rispettivamente di 30 MW/min. per il Ciclo Combinato 1 e 22 MW/min. per i Cicli Combinati 2 e 3;
- **Rendimento** – si prevede che l'incremento di rendimento dovuto all'implementazione del preriscaldamento del gas in ingresso alla turbina sia fino ad un valore massimo dell' 0,1% per entrambi i cicli: quello semplice in condizioni di massimo carico e quello intero combinato, anch'esso in condizioni di massimo. Considerato che le unità produttive della centrale Enipower di Brindisi sono normalmente operate a carico ridotto, il beneficio sull'efficienza apportato dall'intervento sarebbe inferiore all'0,1%.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi

4.1.2 Valutazioni economiche

Le relative valutazioni economiche sono state effettuate tenendo in considerazione gli effetti sulle prestazioni delle turbine a gas evidenziate al paragrafo precedente, in particolare:

- sulla riduzione del prelievo di gas naturale e delle associate emissioni di CO₂ al camino;
- sulle limitazioni relative alla capability della turbina a gas a fornire variazioni di carico superiori a 13 MW/min.

Nell'ipotesi di considerare la condizione di massimo incremento del rendimento pari a 0,1% in qualsiasi condizione di carico per le ragioni esposte al precedente paragrafo, è possibile stimare, sulla base dei dati di marcia dell'ultimo anno, una riduzione del consumo annuo di gas naturale di:

- ca. 1.000 KSm³ per i Cicli Combinati 2 e 3;
 - ca. 700 KSm³ per il Ciclo Combinato 1;
- pari a circa 0,3% del consumo complessivo del gas naturale della centrale Enipower di Brindisi.

Per quanto riguarda il risparmio in termini economici dovuto ad un minore consumo di gas naturale, lo si valuta fissando i seguenti parametri:

- potere calorifero del gas naturale di 36,50 MJ/Sm³ e prezzo d'acquisto al Punto di Scambio Virtuale pari a ca. 26 €/MWh (fonte: Quotidiano Energia del 02/03/2015);
- riduzione degli oneri associati ai diritti di emissione di CO₂ al camino pari a 7€/tCO₂ (valore medio dei primi mesi 2015 fonte: Quotidiano Energia).

La stima economica conclusiva diventa quella riportata nella seguente tabella:

| Unità produttiva | Riduzione annua consumo gas naturale [kSm ³ /y] | Riduzione annua consumo gas naturale espressa in [tep] | Emissioni CO ₂ al camino evitate [tCO ₂ /y] | Risparmio annuo riduzione consumi gas naturale [€] | Risparmio annuo oneri emiss. CO ₂ [€] |
|------------------|--|--|---|--|--|
| CC1 | 700 | 609 | 1422 | 184.000 | 9.950 |
| CC2 | 1.000 | 870 | 2031 | 263.000 | 14.200 |
| CC3 | 1.000 | 870 | 2031 | 263.000 | 14.200 |

Di seguito si riporta testualmente quanto riportato nel documento trasmesso dal Gestore in relazione ai rapporti convenzionali in essere con il soggetto gestore della rete pubblica di trasmissione nazionale dell'energia elettrica (TERNA):



**Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi**

Unitamente all'incremento del rendimento, si deve considerare la limitazione, introdotta dall'implementazione del sistema di preriscaldamento, sulla capacità della turbina a gas a fornire variazioni di carico superiori a 13 MW/min. La centrale termoelettrica di Brindisi partecipa al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), fornendo supporto alla rete di trasmissione nazionale di Terna tramite effettuazione dei servizi ancillari (regolazione primaria, secondaria e terziaria). Si è già parlato al punto precedente circa l'impossibilità di erogare il servizio di regolazione primaria ai sensi dell'Allegato A15 del Codice di Rete di Terna. Con riferimento, invece, alla regolazione secondaria, le unità produttive della centrale enipower di Brindisi, nell'ambito della prova certificativa relativa all'erogazione della regolazione secondaria prevista dall'Allegato A15 del Codice di Rete di Terna [4], hanno ottenuto un valore di gradiente di carico certificato rispettivamente di 22 MW/min per i Cicli Combinati 2 e 3 e di 30 MW/min per il Ciclo Combinato 1. È quindi possibile prevedere, a causa della limitazione del gradiente di carico che sarebbe imposta dall'implementazione del sistema di preriscaldamento, una sensibile riduzione delle chiamate di Terna all'effettuazione, da parte delle unità produttive della centrale enipower di Brindisi, dei servizi di regolazione secondaria. Con riferimento ai dati statistici raccolti da RSE S.p.A. (Ricerca sul Sistema Energetico, società del Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. che sviluppa attività di ricerca nel settore elettro-energetico) e illustrati in [3], il margine medio degli impianti a ciclo combinato situati sul territorio italiano continentale relativo alla partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (regolazione secondaria, regolazione terziaria, accensione/spengimenti) ammonta mediamente a 30.000 €/MW installato disponibile all'erogazione sulla rete di Trasmissione Nazionale. Considerato, con riferimento alle unità produttive della centrale enipower di Brindisi, un valore medio di potenza dedicata alla erogazione su rete di Trasmissione Nazionale di ca.300MW per gruppo, è quindi possibile stimare il margine annuo per erogazione dei servizi del MSD in circa 9.000.000 € per gruppo, di cui circa il 50% (valore tipico per impianti "must-run", asserviti alla produzione di vapore tecnologico) relativo all'erogazione del servizio di regolazione secondaria. L'impatto derivante dalla drastica riduzione dei margini suddetti, generati dalla limitazione della rampa di carico della macchina, è tanto più pesante se si considera che l'erogazione dei servizi del MSD, ed in particolar modo della regolazione secondaria, rappresenta attualmente la principale fonte di remunerazione della centrale elettrica enipower di Brindisi, situata tra l'altro in un'area caratterizzata da prezzi del mercato elettrico particolarmente depressi.

È evidente quindi come la riduzione dei margini legati alla erogazione dei servizi previsti dal MSD sia di gran lunga eccedente i benefici associati alla riduzione dei consumi di gas naturale.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi

4.1.3 Conclusioni del Gestore

Sulla base delle analisi tecniche- economiche riportate ai precedenti paragrafi, l'introduzione di un sistema di preriscaldamento del gas combustibile in ingresso alle turbine a gas comporterebbe:

- la riduzione della stabilità di funzionamento delle turbine a gas e incremento del rischio di blocco;
- il mancato rispetto, a causa della limitazione del gradiente di carico al valore di 13 MW/min., delle prescrizioni imposte dall'Allegato A15 del Codice di Rete Terna in merito alla erogazione del servizio di regolazione primaria, obbligatorio per tutte le Unità produttive con Potenza Efficiente non inferiore a 10 MW;
- il mancato rispetto delle performance certificate ai sensi dell'Allegato A15 del Codice di Rete Terna relativamente ai gradienti di carico erogati dalle unità produttive della centrale di Brindisi nell'ambito della fornitura del servizio di regolazione secondaria;
- la drastica riduzione dei margini relativi all'erogazione del servizio di regolazione secondaria, in termini di riduzione dei consumi di gas naturale associati all'incremento dell'efficienza;

Pertanto, il Gestore ritiene economicamente e tecnicamente **non perseguibile** l'introduzione di un sistema di preriscaldamento del gas combustibile in ingresso alle turbine a gas della centrale Enipower di Brindisi.

4.2 Valutazione tecnico-economica del sistema di recupero dell'energia di pressione del combustibile in ingresso in centrale

La pressione del gas naturale in ingresso alla centrale è al punto di consegna di Snam Rete Gas di ca. 60 bara. Pertanto, è sufficientemente elevata per valutare l'opportunità di installare, in parallelo alle linee tradizionali di riduzione con valvole di laminazione, un sistema di recupero dell'energia di pressione del gas.

Di seguito si riportano i dati di riferimento assunti per lo svolgimento della seguente analisi

Composizione del gas naturale:

| COMPONENTE | %vol |
|--------------------|-------|
| Metano | 83,68 |
| Etano | 8,11 |
| Propano | 2,22 |
| Butano | 0,77 |
| Pentano | 0,20 |
| Esano | 0,09 |
| Anidride carbonica | 1,95 |
| Azoto | 2,98 |

Condizioni gas naturale al punto di consegna Snam rete Gas/ingresso turboespansore:
(ingresso preriscaldato)

| | | |
|-------------|------|----|
| Pressione | bara | 61 |
| Temperatura | °C | 15 |



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi

Condizioni gas naturale uscita turbo espansore:

| | | |
|-------------|------|----|
| Pressione | bara | 32 |
| Temperatura | °C | 35 |

Portata gas naturale elaborata dal turbo espansore:

| | | |
|--------------------|--------------------|------------------|
| Portata norm./ max | Sm ³ /h | 80.000 / 100.000 |
|--------------------|--------------------|------------------|

4.2.1 Generalità e dati di base

Il sistema di recupero dell'energia di pressione del gas naturale in ingresso alla centrale consiste nelle seguenti principali apparecchiature:

- un riscaldatore a fascio tubiero a vapore condensante allo scopo di innalzare la temperatura del gas naturale in ingresso al turboespansore a valori tali da non comportare, in uscita dalla macchina, formazione di condensati in ingresso al sistema di combustione delle turbine a gas della centrale termoelettrica;
- un turboespansore a gas naturale accoppiato, tramite riduttore di giri, ad un generatore elettrico che converte l'energia meccanica all'albero in energia elettrica a media tensione, per immissione in rete mediante arrivo su idoneo quadro elettrico.

Il turboespansore opera in parallelo all'esistente stazione di riduzione di pressione tradizionale (dotata di valvole di laminazione), in modo che la stessa continui ad elaborare una portata costante ma minima, rispetto a quella totale del gas prelevato dalla rete e sia pronta a subentrare al turboespansore in caso di arresto dello stesso. Il turboespansore, dotato di IGTV, elaborerà invece una portata variabile in funzione delle variazioni di carico dei gruppi, allo scopo di garantire il valore di pressione in uscita richiesto in ingresso alle turbine a gas.

Il gas naturale, consegnato in ingresso alla centrale termoelettrica alla pressione di circa 61 bara e temperatura di circa 15 °C, deve essere ridotto in pressione fino a 32 bara, valore richiesto in ingresso allo skid di filtrazione e regolazione portata delle turbine a gas. Allo scopo di scongiurare l'ingresso di condensati nella turbina a gas di valle dell'espansione, è necessario il riscaldamento del gas naturale in alimento al turboespansore (si è utilizzata una temperatura di ingresso del gas naturale in turbina a gas in linea con quella oggi mediamente mantenuta e pari a 35 °C). La cessione del calore al gas naturale avviene per mezzo di scambio in controcorrente con vapore di bassa pressione, prelevato dal ciclo termico a vapore del ciclo combinato, sottraendolo all'espansione in turbina a vapore. La temperatura minima del gas a valle del preriscaldamento è stata individuata ipotizzando un rendimento isentropico di espansione caratteristico di macchine di tale taglia. Si ritiene ragionevole assumere per tali macchine un rendimento isentropico di espansione pari a circa 85%. Considerando quindi le condizioni allo scarico del turboespansore (32 bara e 35°C), si determina una temperatura in ingresso di circa 78 °C e, conseguentemente, l'input termico richiesto per la fase di preriscaldamento del gas naturale.

La pressione del gas naturale al punto di consegna di Sman Rete Gas in ingresso alla centrale non è costante e sovente risulta essere inferiore al valore impiegato per il dimensionamento del sistema (61 bara). Per tale motivo è ritenuto ragionevole ipotizzare che i benefici derivanti dall'espansione del gas



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi

naturale possono essere inferiori rispetto a quelli stimati sulla base delle condizioni di riferimento adottate.

Per garantire una portata costante, anche minima, di gas naturale alla stazione di riduzione (laminatrici) esistente, si ritiene commisurato, con i reali prelievi, un turboespansore in grado di elaborare una portata massima di gas naturale pari a 100.000 Sm³/h (ca. 20 kg/s).

4.2.2 Bilanci di massa e di energia

Sulla base dei valori entalpici relativi alle condizioni di temperatura e pressione e del rendimento isentropico di espansione precedentemente definiti, sono state determinate le potenze del sistema preriscaldatore + turboespansore, valutate per le portate normale e massima riportate al paragrafo 4.2.1.

Sono quindi state determinate:

- la potenza elettrica prodotta dall'espansione del gas naturale nel turboespansore (per semplicità si è considerato unitario il rendimento elettrico della macchina);
- la potenza termica necessaria per il preriscaldamento del gas dalla temperatura del punto di riconsegna fino alla temperatura in ingresso turboespansore;
- la potenza termica risparmiata per il preriscaldamento del gas nel caso fosse stato laminato per mezzo della stazione di riduzione dissipativa esistente;
- la potenza elettrica "persa" per mancata espansione del vapore di preriscaldamento nella turbina a vapore del ciclo combinato (valutata sulla differenza tra il vapore necessario per il preriscaldamento del gas in ingresso al turboespansore e quello richiesto per il preriscaldamento nel caso di riduzione con laminazione);
- la potenza elettrica persa per mancata espansione del vapore di preriscaldamento in turbina a vapore è stata valorizzata in funzione del coefficiente exergetico di espansione del vapore di bassa pressione nella turbina a vapore del sito enipower);
- la potenza netta dell'intervento, ovvero la differenza tra la potenza elettrica prodotta dal turboespansore e la potenza elettrica "persa" per mancata espansione del vapore di preriscaldamento in turbina a vapore.

La tabella seguente riporta i bilanci energetici determinati sulla base delle portate normale e massima del gas naturale in ingresso alla centrale termoelettrica.

| Portata gas naturale [Sm ³ /h] | Potenza turboesp. [MW _e] | Input termico preriscald. [MW _e] | Input term. prerisc. laminazione (evitato) [MW _e] | Potenza persa mancata espans. vapore TV [MW _e] | Potenza netta intervento [MW _e] |
|---|--------------------------------------|--|---|--|---|
| 100.000 | 1,67 | 3,40 | 1,73 | 0,33 | 1,34 |
| 80.000 | 1,24 | 2,72 | 1,38 | 0,27 | 1,07 |



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi

4.2.3 *Aspetti tecnici - Package turbogruppo ad espansione*

La definizione della taglia più idonea del turbogruppo ad espansione, in funzione delle condizioni di ingresso e di uscita del gas e del prelievo di gas naturale riscontrato negli ultimi anni, è stata condotta in collaborazione con un fornitore di primaria rilevanza, a livello mondiale, nella progettazione, realizzazione e commercializzazione di turbomacchine.

Il turboespansore individuato è del tipo "Integrally geared", in cui la turbina ad espansione è accoppiata al generatore mediante riduttore di giri integrato. La macchina è dotata di stadio regolante IGV (Inlet Guide Vanes), con IGV controllato da attuatore elettro-meccanico, per una modulazione continua del carico di esercizio del turboespansore. La macchina è equipaggiata con sistema di lubrificazione "stand-alone", con pompa principale dell'olio collegata all'albero del turboespansore.

La macchina, dotata di proprio Unit Control Panel, potrebbe essere fornita integralmente in stallata (turboespansore, riduttore di giri e generatore) su uno skid di ca. 5mx7m di dimensioni in pianta.

Per quanto concerne la sezione di preriscaldamento, le condizioni di temperatura del gas in ingresso al turboespansore possono essere raggiunte con riscaldamento del gas con vapore a bassa pressione mediante scambiatore di calore a fascio tubiero.

L'area individuata per l'installazione del turboespansore si troverebbe a ridosso del confine Sud dello Stabilimento Petrochimico di Brindisi, in prossimità della attuale stazione di riduzione di pressione del gas in arrivo da Snam Rete Gas (che, come descritto in precedenza, continuerebbe a funzionare, con minima portata, in parallelo al turboespansore).

Per quanto concerne la fase di installazione in campo, si segnala che particolare criticità è rappresentata dalla installazione delle linee gas di interconnecting in adduzione e mandata al turboespansore. Si evidenzia, infatti, che l'esecuzione dei tie-ins sui tratti di linea gas rispettivamente a monte e a valle della stazione di riduzione esistente richiederebbe la messa fuori servizio della linea stessa; questo comporterebbe l'interruzione del prelievo del gas naturale da parte della centrale termoelettrica e, conseguentemente, la fermata dell'intero stabilimento petrolchimico di Brindisi (causa interruzione della produzione di energia elettrica e, soprattutto, vapore prodotti da enipower impiegati negli impianti delle società coinsediate nel sito petrolchimico).

4.2.4 *Valutazione economica*

La valutazione economica dell'investimento è stata effettuata ipotizzando invariata la produzione elettrica complessiva della centrale nei diversi assetti orari assunti per rispondere alla richiesta del mercato elettrico; pertanto, i ricavi derivanti dall'installazione del sistema sono stati valorizzati, nota la potenza netta dell'intervento, in termini di:



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi

- riduzione del consumo di gas naturale impiegato nel ciclo combinato (ovvero nelle turbine a gas) a parità di produzione;
- riduzione, con riferimento alla diminuzione del consumo di gas naturale, degli oneri associati ai diritti di emissione di CO₂ al camino dai cicli combinati.

Sulla base dei dati relativi al prelievo di gas naturale riscontrati negli ultimi anni, la valutazione è stata inoltre condotta ipotizzando:

- l'installazione (e, conseguentemente, il costo di investimento), di un turboespansore in grado di trattare una portata massima di 100.000 Sm³/h di gas naturale;
- una portata di gas naturale mediamente trattata ed espansa dal turboespansore di 80.000 Sm³/h (si consideri che una quota parte minima del prelievo di gas naturale complessivo dello stabilimento deve necessariamente essere alimentata e ridotta in pressione dalla stazione di riduzione esistente).

Si riportano, nella tabella seguente, le stime relative alla riduzione dei volumi annui di gas naturale impiegato nelle turbine a gas e delle conseguenti emissioni di CO₂ al camino dei turbogas.

| Risparmio annuo gas naturale [Sm ³ /y] | Risparmio gas naturale (come energia term.) [MWh/y] | Risparmio espresso in [tep] | Emissioni CO ₂ al camino evitate [tCO ₂ /y] |
|---|---|-----------------------------|---|
| 1.757.051 | 17.872 | 1.537 | 3.587 |

Il costo iniziale dell'investimento, oltre a quello per l'acquisto del "package" turboespansore, considera anche i costi relativi alle forniture e alle attività da eseguirsi a corredo del "package", quali:

- piping e tie-ins di interconnecting del gas in adduzione e in mandata turboespansore;
- strumentazione e valvole di intercetto e controllo;
- fornitura e posa cavi elettrici e strumentali di interconnecting;
- partenza/arrivo su quadro elettrico di media tensione;
- opere civili (fondazione turboespansore, copertura) e scavi;
- isolamento termico ed acustico;
- montaggi (meccanici ed elettrici);
- tutto quanto non citato ma necessario a garantire il corretto e sicuro esercizio del sistema di espansione.

Si è stimato in ca. 4.000.000 € il costo iniziale dell'investimento, di cui circa il 70% riconducibile alla sola fornitura del "package" turboespansore.

4.2.5 *Redditività dell'investimento e conclusioni del Gestore*

La redditività dell'investimento è stata valutata utilizzando la metodologia del flusso di cassa scontato. Tale metodologia è raccomandata per l'esecuzione dell'analisi finanziaria nel documento "Guide to



**Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi**

Cost-benefit Analysis of Investment Projects, economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020", emesso dalla Direzione Generale per la politiche regionali della Commissione Europea nell'ambito della pianificazione e progettazione degli interventi di sviluppo europei per il periodo 2014-2020.

Tale approccio per la valutazione economico-finanziaria di un progetto tiene conto del valore temporale della moneta e della dimensione e distribuzione dei flussi monetari di un investimento. È utilizzata per scontare all'attualità, tramite un tasso di sconto che esprime il costo medio ponderato del capitale (WACC, Weighted Average Capital Cost), i flussi di cassa che si manifestano in periodi temporali diversi, in modo tale da determinare se un progetto sia finanziariamente ed economicamente conveniente. Il risultato dell'analisi determina l'opportunità o meno della realizzazione del progetto.

Nel suddetta guida emessa dalla Commissione Europea si fa inoltre riferimento al tasso di sconto da considerare nell'ambito dell'analisi finanziaria; nella fattispecie, la Commissione Europea raccomanda, per il periodo 2014-2020, un valore di benchmark del tasso di sconto, quale parametro di riferimento per il reale costo opportunità del capitale, pari al 4%; tale valore è stato pertanto utilizzato nell'analisi di redditività effettuata.

La redditività dell'investimento è stata quindi valutata ipotizzando:

- un prezzo di acquisto del gas naturale (al Punto di Scambio Virtuale) pari a ca. 26 €/MWh (fonte Quotidiano Energia del 02/03/2015);
- un costo per diritti di emissione di CO₂ (secondo EUA, European Union Allowance) pari a 7€/tCO₂ (valore medio dei primi mesi del 2015, fonte Quotidiano Energia);
- un costo dell'investimento iniziale pari a 4.000.000 €;
- un tempo di ammortamento fiscale dell'investimento di 10 anni, pari alla vita utile economica residua della centrale enipower di Brindisi;
- un tasso di sconto del 4%.

Sulla base di tali ipotesi, il Gestore ritiene che l'iniziativa non presenti margini di profittabilità, poiché caratterizzata da un VAN (Valore Attuale Netto) negativo e un tempo di ritorno dell'investimento superiore a 15 anni. L'installazione del sistema di recupero dell'energia di pressione del combustibile in ingresso alla centrale per mezzo di turbogruppo ad espansione **non è pertanto economicamente sostenibile.**

4.3 Valutazione tecnica impiego stream di gas della società Basell Brindisi s.r.l.

Lo stream di gas in oggetto, di portata massica variabile tra 1500 e 2000 kg/h, è prodotto dagli impianti della società Basell Brindisi s.r.l. e normalmente inviato all'impianto cracker di Versalis. Esso risulta principalmente composto da propilene, etilene e propano e la sua composizione volumetrica varia entro i limiti minimi e massimi riportati nella tabella seguente (analisi della composizione del gas fornita da Basell Brindisi s.r.l.)



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi

| COMPONENTE | %vol min | %vol max |
|--|----------|----------|
| Metano e idrogeno | 0 | 1 |
| Etano | 0 | 1 |
| Propano | 5 | 15 |
| Etilene | 0 | 10 |
| Propilene | 80 | 90 |
| Idrocarburi di ordine superiore al propano | 1,5 | 5 |

4.3.1 *Analisi della situazione attuale*

Le valutazioni relative alla possibilità tecnica di ricevere lo stream di gas inviato dalla società Basell sono state condotte mediante l'ausilio di Ansaldo Energia (costruttore delle turbine a gas installate presso il sito Enipower di Brindisi) ipotizzando l'impiego del nuovo stream come combustibile da utilizzarsi, in miscela con il gas naturale, nelle turbine a gas dei Cicli Combinati 2 e 3 della centrale termoelettrica in alternativa al gas petrolchimico. Tali turbine a gas sono attualmente equipaggiate con bruciatori di tecnologia "Lean Premix" nei quali il combustibile, miscela di gas naturale - gas petrolchimico, è alimentato esclusivamente alla fiamma premiscelata al fine di garantire combustione stabile in tutto il range operativo tra minimo tecnico e base load. La fiamma pilota, di tipo diffusivo, è alimentata esclusivamente con gas naturale, che non risente di escursioni frequenti in termini di composizione.

A differenza dei Cicli 2 e 3, la turbina a gas del Ciclo Combinato 1 è equipaggiata con bruciatori di seconda generazione. Tale tecnologia prevede l'impiego della fiamma pilota parzialmente premiscelata. Condizioni di funzionamento stabili e in grado di garantire il rispetto dei valori limite emissivi prescritti sono possibili esclusivamente mediante alimentazione a gas naturale. Al fine di assicurare il rispetto delle prescrizioni, il Ciclo Combinato 1 non può ricevere in alimento combustibili diversi dal gas naturale e, pertanto, non è possibile l'impiego nel Ciclo Combinato 1 del gas prodotto da Basell.

4.3.2 *Analisi caratteristiche combustibile per impiego nelle turbine a gas*

Lo stream gassoso prodotto da Basell Brindisi s.r.l., come evidente dalla composizione volumetrica delle sue specie costituenti, è composto per la sua quasi totalità da propilene ed etilene, entrambi idrocarburi complessi insaturi.

Considerata la particolare composizione del gas prodotto da Basell, è stata condotta in collaborazione con Ansaldo Energia verifica circa la disponibilità sul mercato di bruciatori per turbine a gas idonei alla combustione di miscele di gas naturale e gas costituiti da idrocarburi complessi e insaturi. Come evidenziato da Ansaldo Energia, dall'indagine di mercato è emersa che non sono attualmente disponibili sul mercato sistemi di combustione per turbina a gas idonei alla combustione di tale tipologia di miscela. 

Nell'eventualità di procedere con una progettazione ad hoc di un idoneo sistema di combustione non è sufficiente, al fine di verificare stabilità di esercizio e il rispetto delle emissioni in tutte le condizioni di funzionamento, l'esecuzione di una campagna di test da effettuarsi su prototipo pilota. In tale contesto si



**Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi**

renderebbe necessaria l'esecuzione in campo di una campagna di test dedicata attraverso l'installazione in turbina a gas dei bruciatori appositamente progettati. Per l'esecuzione della campagna di test in campo, al fine di alimentare lo stream di Basell alle turbine a gas, occorrerebbe sottoporre il gas a processi di filtrazione, compressione ed essiccamento finale. Si renderebbe quindi necessaria l'installazione di un dedicato sistema di filtrazione, compressione e di separazione della fase liquida del gas, nonché della linea di adduzione (di lunghezza rilevante) del gas dagli impianti Basell alle turbine a gas Enipower. Le infrastrutture richieste non sono attualmente disponibili in campo e, pertanto, la campagna di test risulta non fattibile.

Verificata l'assenza di bruciatori per turbine a gas dedicati, anche nella attuale situazione di indisponibilità in campo delle infrastrutture sopraccitate, è stata comunque esaminata con Ansaldo Energia la possibile idoneità dei bruciatori attualmente installati nelle turbine a gas dei Cicli Combinati 2 e 3 e le possibili ripercussioni relative all'impiego del gas prodotto da Basell Brindisi.

Come evidenziato dal costruttore Ansaldo Energia, la presenza di idrocarburi complessi, in concentrazioni superiori a quelle normalmente riscontrabili nel gas naturale, può rendere critico l'esercizio delle turbine a gas dei Cicli Combinati 2 e 3 poiché maggiormente soggette a fenomeni di ritorno di fiamma (flash-back) sulla fiamma premix.

La temperatura di autoignizione del propilene, principale costituente del gas prodotto da Basell Brindisi, è notevolmente inferiore alle temperature di autoignizione sia del metano, che dell'idrogeno (principali gas combustibili impiegati nei turbogas 2 e 3).

Tali evidenze rendono particolarmente elevato il rischio di autoaccensione della miscela a monte della sezione destinata alla combustione e, conseguentemente, l'insorgere di fenomeni di ritorno di fiamma a monte del bruciatore.

In aggiunta alle valutazioni concernenti la composizione chimica del gas, è opportuno considerare anche la natura dello stream gassoso: dato che esso è originato dal processo di produzione del polipropilene, si rende necessario sottoporre il gas ad un severo trattamento di filtrazione atto a eliminare completamente l'eventuale presenza di polimero e di catalizzatore, che sarebbero estremamente nocivi per i bruciatori delle turbine, in aggiunta alla installazione, come già installato sia per il gas naturale che per il gas petrolchimico, di uno skid di filtrazione dedicato a bordo macchina.

In analogia alla configurazione impiantistica già attualmente implementata per il gas petrolchimico, risulterebbe conseguentemente necessario indirizzare al collettore della rete di torcia gli sfiati sia dello skid di filtrazione a bordo macchina, che della linea di adduzione del gas (di Basell) alla fiamma premix posta a valle.

A tal riguardo, si tiene a precisare che in concomitanza con la fermata manutentiva quinquennale dell'impianto cracker è prevedibile, da parte di Versalis, la contemporanea manutenzione straordinaria del collettore della Torcia RV101C, che raccoglie gli sfiati di parte degli impianti Versalis, tra cui l'impianto cracker, nonché gli sfiati di gas petrolchimico dalle turbine a gas Enipower (entrambi sfiati che, nell'ambito dei 50 gg di fermata manutentiva dell'impianto cracker, non sarebbero presenti). Si evidenzia, pertanto, che la messa fuori servizio del collettore di torcia non consentirebbe ad Enipower di ricevere il gas prodotto da Basell ed, in generale, qualsiasi altro gas diverso dal gas naturale.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi

4.3.3 Considerazioni relative alla definizione dei settaggi di macchina

Lo stream gassoso prodotto da Basell Brindisi è inviato all'impianto cracker di Versalis; esso pertanto verrebbe alimentato alle turbine a gas della centrale Enipower solo in concomitanza con le fermate manutentive dell'impianto cracker, in programma ogni 5 anni, per una durata temporale di circa 50 giorni.

La ricezione di tale stream in alimento alle turbine a gas 2 e 3 comporterebbe la necessità di condurre accurate operazioni di tuning, volte alla definizione degli ottimali settaggi dei parametri di combustione atti a tragaruardare, con la nuova miscela combustibile gas naturale – gas di Basell in alimento, la stabilità di funzionamento al variare del carico tale da ridurre al minimo il rischio di blocco impianto.

Per effettuare tale tuning sono ipotizzabili le seguenti operazioni e tempistiche da prevedere in concomitanza con l'avvio e il termine del periodo di manutenzione dell'impianto cracker Versalis:

- ca. 10 gg prima dell'inizio manutenzione cracking Versalis, arresto CC2 e CC3 per esecuzione degli interventi di modifica dei settaggi macchina dalla condizione miscela gas naturale – gas petrolchimico alla condizione miscela gas naturale – gas Basell;
- ca. 20 gg di tuning macchine, in concomitanza con l'avvio della manutenzione cracking Versalis, per la definizione dei nuovi parametri di controllo con la nuova miscela gas naturale – gas Basell;
- ca. 10 gg prima del termine della manutenzione cracking Versalis, arresto CC2 e CC3 per ripristino dei settaggi macchina per la miscela gas naturale – gas Basell a miscela gas naturale – gas petrolchimico;
- ca. 10 gg di tuning per il settaggio macchine, al termine manutenzione cracking Versalis, in modalità gas naturale – gas petrolchimico.

Si evidenzia che le tempistiche richieste per la modifica dei settaggi risultano superiori al periodo di disponibilità dello stream di gas in questione; inoltre:

- in occasione del fermo macchine (ca. 10 gg), precedente l'avvio delle operazioni di manutenzione dell'impianto cracker di Versalis, per avvio interventi di modifica settaggi macchina, si rende necessario convogliare all'ossidatore termico Versalis il gas petrolchimico non prelevato dalle turbine a gas enipower;
- in prossimità del riavvio dell'impianto cracking di Versalis (ca. 10 gg), non sarà possibile ricevere il gas di Basell.

4.3.4 Conclusioni del Gestore

Sulla base di quanto riportato, dato che l'impiego del gas prodotto da Basell Brindisi nelle turbine a gas dei Cicli Combinati 2 e 3 nella loro attuale configurazione di bruciatori, comporterebbe:

- l'incremento del rischio di ritorno di fiamma (flash-back) sulla fiamma premix (e conseguente di fermo impianto) delle turbine a gas dei Cicli Combinati 2 e 3, a causa della elevata reattività dello stream di gas prodotto da Basell Brindisi;



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi

- l'incremento del rischio di autoignizione della miscela di combustibile, contenente lo stream gassoso prodotto da Basell, a causa della presenza di gas (propilene ed etilene) caratterizzati da bassa temperatura di autoignizione;
- la necessità di rilevanti interventi di modifica dei settaggi di macchina e tuning delle turbine a gas dei Cicli Combinati 2 e 3, al fine di garantire stabilità di funzionamento in tutte le condizioni di carico superiori al periodo di disponibilità dello stream di gas in questione;
- l'impossibilità di garantire, nell'esercizio con miscela gas naturale - gas Basell, il rispetto delle emissioni al camino prescritte per l'esercizio dei Cicli Combinati 2 e 3;
- l'impossibilità di garantire, nell'ambito del periodo di ricezione dello stream di gas prodotto da Basell Brindisi, le esigenze di supporto alla rete di trasmissione nazionale in termini di riserva rotante e servizi ancillari (regolazione primaria, secondaria e terziaria) e di servizio di isola di stabilimento in caso di interruzione della linea a 380kV;

e considerati inoltre:

- l'assenza sul mercato di bruciatori per turbina a gas adatti alla combustione di miscele costituite da idrocarburi complessi insaturi, nonché l'impossibilità di procedere con una progettazione ad hoc di un idoneo sistema di combustione, a causa dell'impossibilità di effettuare una campagna di test in campo dedicata;
- la possibile presenza nello stream gassoso di tracce di polimero e di materiale catalizzatore, estremamente nocive per i bruciatori della turbina a gas, e l'impossibilità di garantirne la completa rimozione tramite trattamento di filtrazione;
- la prevedibile manutenzione straordinaria, in concomitanza con la fermata dell'impianto cracker, del collettore della Torcia RV101C, e la conseguente impossibilità di ricevere (e sfiatare) qualsiasi gas combustibile diverso dal gas naturale;

il Gestore ritiene che **non è un'opzione tecnicamente perseguibile** l'indirizzamento dello stream di gas prodotto dalla società Basell Brindisi in concomitanza con le operazioni di manutenzione straordinaria dell'impianto cracker di Versalis (2 mesi ogni 5 anni) alla centrale Enipower di Brindisi, peraltro dotata di impianti caratterizzati da un sistema di combustione di limitata flessibilità (se paragonata con caldaie a fuoco, termovalorizzatori, etc.) come quello della tecnologia a turbine a gas.

4.4 Valutazione tecnica impiego gas attualmente convogliabili nel sistema torce dello stabilimento petrolchimico

Lo stream di gas scaricati nel collettore della rete Torcia RV101C dello stabilimento petrolchimico di Versalis è composto dai flussi provenienti dagli scarichi dei sistemi di sicurezza degli impianti Versalis: cracking P1CR, parc stoccaggio GPL, Molo, impianto butadiene P30/B. Il sistema torcia RV101C è dotato di sistema di recupero gas (fino a 1600 Nm³/h in condizioni di normale esercizio) per il loro impiego nella centralina fuel gas e nell'ossidatore termico W9501 dell'impianto PE1-2 di Versalis. 

In conformità alla prescrizione n. 7 del PIC allegato al Decreto di rinnovo AIA, il Gestore ha effettuato la valutazione tecnica relativa alla possibilità di impiego negli impianti della centrale termoelettrica



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi

Enipower dei gas scaricati nel collettore della rete della torcia RV101C dello stabilimento petrolchimico di Versalis.

4.4.1 Analisi caratteristiche combustibile per impiego nelle turbine a gas

Analogamente a quanto già effettuato per la ricezione dello stream prodotto dalla società Basell, le valutazioni relative alla possibilità tecnica di ricevere il gas del sistema Torcia RV101C sono state condotte ipotizzando l'impiego dello stream di gas in questione come combustibile in alimento, in miscela con gas naturale e gas petrolchimico, alle turbine a gas dei Cicli Combinati 2 e 3 della centrale termoelettrica di Brindisi.

La turbina a gas del Ciclo Combinato 1 è equipaggiata con bruciatori di seconda generazione che prevedono l'impiego della fiamma pilota parzialmente premiscelata. Condizioni di funzionamento stabili e in grado di garantire il rispetto dei valori limite emissivi prescritti sono possibili esclusivamente mediante alimentazione a gas naturale, pertanto, al fine di assicurare il rispetto delle prescrizioni il Ciclo Combinato 1 non può ricevere in alimento combustibili diversi dal gas naturale. Per tali ragioni, non è possibile l'impiego nel Ciclo Combinato 1 dei gas convogliati nel collettore della rete di torcia.

Lo stream di gas oggetto della presente prescrizione è costituito dagli scarichi di processo e di polmonazione di natura continua, discontinua o saltuaria degli impianti Versalis. Esso si presenta come una miscela di composizione e di portata estremamente variabile e non prevedibile nell'arco della giornata.

Si riportano nella tabella seguente il range di composizione entro il quale possono variare le specie costituenti la miscela di gas recuperata dal sistema di Torcia RV101C (dati forniti da Versalis).

| COMPONENTE | %vol |
|-------------------------------|-----------|
| Idrogeno | 0 - 63,96 |
| Azoto | 0 - 72,48 |
| Ossigeno | 0 - 0,78 |
| Monossido di carbonio | 0 - 0,42 |
| Metano | 0 - 39,04 |
| Etano | 0 - 35,69 |
| Etilene | 0 - 20,53 |
| C ₃ H _m | 0 - 51,92 |
| 1,3 butadiene | 0 - 7,99 |
| C ₄ H _m | 0 - 9,60 |

Come evidenziato dal costruttore della macchina Ansaldo Energia, la miscela combustibile alimentata alle turbine a gas, a causa della notevole variabilità della composizione del gas recuperato dal sistema torcia, potrebbe essere soggetta a repentini ed elevati gradienti di densità, potere calorifico ed indice di Wobbe al di fuori dei limiti gestibili dal sistema di controllo delle turbine a gas. Fenomeni di instabilità di funzionamento (e conseguenti possibili blocchi) delle macchine potrebbero pertanto manifestarsi sia ai bassi carichi (ai quali l'incidenza volumetrica del gas di torcia nella miscela combustibile risulterebbe più



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi

rilevante e comporterebbe, quindi, una maggiore variabilità delle caratteristiche della miscela), che agli alti carichi, già critici poiché maggiormente soggetti all'insorgere di fenomeni di instabilità termoacustica.

Per alimentare lo stream di gas della rete della Torcia RV101C alle turbine a gas si renderebbe necessaria l'installazione di un sistema di filtrazione, compressione (per incrementare la pressione fino al valore richiesto in alimento alla turbina a gas) e separazione della fase liquida del gas, nonché la realizzazione dello skid di filtrazione dedicato a bordo macchina. Si evidenzia, con riferimento alla fase di filtrazione, la natura particolarmente critica del gas in questione, che è costituito dalla miscela degli scarichi di processo e di polmonazione, continui e discontinui, degli impianti di produzione Versalis, tra cui il Cracking P1CR e l'impianto butadiene P30/B, per cui è possibile la presenza nello stream di tracce di catalizzatore e di polimeri. Inoltre, particolarmente critica è la presenza di sfiati di impianti che presentano all'interno del proprio processo produttivo la presenza di dieni coniugati che, per effetto della propria elevata reattività, potrebbero comportare fenomeni di polimerizzazione compromettendo pesantemente il corretto funzionamento dei bruciatori e conseguentemente della turbina a gas. Il Gestore evidenzia la difficoltà di realizzazione di un impianto di filtrazione che assicuri l'elevato livello di purezza richiesto per garantire il funzionamento in sicurezza degli impianti EniPower.

4.4.2 Conclusioni del Gestore

Sulla base di quanto riportato, tenuto conto che la notevole variabilità del gas recuperato dal sistema di recupero gas della torcia RV101C comporterebbe:

- repentini ed elevati gradienti di densità, potere calorifico e indice di Wobbe della miscela combustibile in alimento alle turbine a gas al di fuori dei limiti gestibili dal sistema di controllo delle macchine;
- l'impossibilità di garantire elevata affidabilità delle turbine a gas dei Cicli Combinati 2 e 3 sia per la produzione di vapore impiegato nello stabilimento petrolchimico di Brindisi, che per le esigenze di supporto alla rete di trasmissione nazionale e di servizio di isola di stabilimento in caso di interruzione della linea a 380kV;

e considerata inoltre:

- la possibile presenza nello stream gassoso di tracce di catalizzatore, di polimeri e di dieni coniugati che potrebbe inficiare il corretto funzionamento dei bruciatori della turbina a gas;

il Gestore ritiene che **non sia tecnicamente perseguibile** indirizzare lo stream di gas del sistema recupero Torcia RV101C ad un sistema di combustione particolarmente esposto a fenomeni di sporco e caratterizzato da limitata flessibilità come quello delle turbine a gas.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
Centrale Termoelettrica ENIPOWER S.P.A.
Comune di Brindisi

5 CONCLUSIONI DEL GRUPPO ISTRUTTORE

- Esaminata la documentazione presentata dal Gestore con nota del 30 aprile 2015, recepita con prot. DVA-2015-0011899 del 06.05.2015, con la quale il Gestore comunica di aver adempiuto a quanto prescritto all'art.1 "Limiti di emissione e prescrizioni per l'esercizio" commi 1 e 3 del Decreto AIA-DM-0000233 del 30 settembre 2014 e in relazione al paragrafo 8.3 "Approvvigionamento e gestione dei combustibili e di altre materie prime" prescrizioni n. 6) e 7) del PIC;
- Esaminati in particolare i quattro studi presentati:
 - o Valutazione tecnico-economica sistema preriscaldamento gas combustibile in ingresso ai turbogas
 - o Valutazione tecnico-economica sistema recupero dell'energia di pressione del combustibile in ingresso in centrale
 - o Valutazione tecnica impiego stream di gas della società Basell Brindisi s.r.l.
 - o Valutazione tecnica impiego gas attualmente convogliabili nel sistema torce dello stabilimento petrolchimico;
- Ritenuto che le conclusioni del Gestore, in merito ai quattro studi sopraelencati, siano adeguatamente argomentate e comunque condivisibili, con riferimento in particolare alla non praticabilità tecnica, o tecnica-economica delle azioni prospettate nei quattro studi citati;
- considerato che le dichiarazioni rese dal Gestore costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e s. m. i., presupposto di fatto essenziale per lo svolgimento dell'istruttoria (restando inteso che la non veridicità, falsa rappresentazione o l'incompletezza delle informazioni fornite nelle dichiarazioni rese dal Gestore possono comportare, a giudizio dell'Autorità Competente, un riesame dell'autorizzazione rilasciata, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti);

Il Gruppo Istruttore

Ritiene che il Gestore abbia adempiuto, nei termini prescritti, a quanto prescritto agli art. 1 commi 1 e 3 del Decreto AIA- DM 0000233 del 30.09.2014 relativamente alle prescrizioni n. 6) e 7) del PIC allegato al Decreto AIA stesso.