



## **ALLEGATO B.18**

### *Relazione tecnica dei processi produttivi*

Emissione: 30/09/2008



## INDICE

<b>1. <u>INTRODUZIONE</u></b>	<b>4</b>
<b>2. <u>DESCRIZIONE DELL'EVOLUZIONE DELLO STABILIMENTO ENIPOWER</u></b>	<b>5</b>
<b>3. <u>CICLO PRODUTTIVO</u></b>	<b>9</b>
<b>3.1. CENTRALE TERMOELETTRICA CTE/NORD</b>	<b>10</b>
3.1.1 GRUPPO A CONDENSAZIONE GT1	11
3.1.2 GRUPPI A CONTROPRESSIONE GT2-GT3	11
3.1.3 GRUPPO MISTO GT6	12
3.1.4 SOTTOSTAZIONE SS1	13
3.1.5 SOTTOSTAZIONE SS2	13
3.1.6 SOTTOSTAZIONE S01-S02	13
<b>3.2. CENTRALE A CICLO COMBINATO CTE3</b>	<b>14</b>
3.2.1 DESCRIZIONE DEI PRINCIPALI SISTEMI ED APPARECCHIATURE DELL'IMPIANTO	18
<b>4. <u>ATTIVITÀ, DISPOSITIVI E APPARECCHIATURE AUSILIARIE</u></b>	<b>19</b>
4.1.1 SISTEMA DI PRELIEVO E RESTITUZIONE DELL'ACQUA DI MARE	19
4.1.2 SISTEMA DI ALIMENTAZIONE GAS (COMBUSTIBILE PRIMARIO)	19
4.1.3 SISTEMA ARIA STRUMENTI E SERVIZI	20
4.1.4 SISTEMA DI GENERAZIONE E DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA	20
4.1.5 SISTEMA DI RAFFREDDAMENTO DEGLI AUSILIARI	21
4.1.6 IMPIANTO DI ACQUA DEMINERALIZZATA CON RESINE A SCAMBIO IONICO	21
4.1.7 IMPIANTO DI ACQUA DEMINERALIZZATA CON PROCESSO A OSMOSI INVERSA	21
4.1.8 IMPIANTO DI ACQUA DEMINERALIZZATA PER DISSALAZIONE (DISL)	22
4.1.9 SISTEMA ANTINCENDIO	23
4.1.10 GRUPPO ELETTROGENO DI EMERGENZA	23
4.1.11 ATTIVITÀ MANUTENTIVE	23
<b>5. <u>PRINCIPALI FLUSSI DI MATERIA CORRELATI AL CICLO PRODUTTIVO</u></b>	<b>24</b>
<b>5.1. MATERIE PRIME E MODALITÀ DI APPROVVIGIONAMENTO</b>	<b>24</b>
5.1.1 CENTRALE TERMOELETTRICA CTE/NORD	24
5.1.2 CENTRALE A CICLO COMBINATO CTE3	24
<b>5.2. MATERIE AUSILIARIE E PRODOTTI AUSILIARI</b>	<b>25</b>
<b>5.3. PRODOTTI E MODALITÀ DI DISTRIBUZIONE</b>	<b>25</b>
5.3.1 CENTRALE TERMOELETTRICA CTE/NORD	25
5.3.2 CENTRALE A CICLO COMBINATO CTE3	25
<b>5.4. BILANCI DI MATERIA TRA I FLUSSI IN INGRESSO E USCITA</b>	<b>26</b>
<b>6. <u>INTERAZIONE CON L'AMBIENTE</u></b>	<b>27</b>



<b>6.1. EMISSIONI IN ATMOSFERA</b>	<b>27</b>
6.1.1 EMISSIONI PUNTUALI	27
6.1.2 EMISSIONI FUGGITIVE	29
6.1.3 EMISSIONI DIFFUSE	29
<b>6.2. PRELIEVI E SCARICHI IDRICI</b>	<b>30</b>
6.2.1 PRELIEVI IDRICI	30
6.2.2 SCARICHI IDRICI	32
<b>6.3. RIFIUTI</b>	<b>35</b>
<b>6.4. RUMORE</b>	<b>37</b>
<b>6.5. SUOLO E SOTTOSUOLO</b>	<b>38</b>
<b><u>7. CONDIZIONI DI MARCIA, AVVIAMENTO, TRANSITORIO E BLOCCHI TEMPORANEI DI IMPIANTO</u></b>	<b><u>39</u></b>
7.1. AVVIAMENTO DEI CICLI COMBINATI	39
7.2. MARCIA AL DI SOTTO DEL MINIMO TECNICO	42
7.3. CONDIZIONI DI MARCIA E FERMATE PROGRAMMATE	42
7.4. COMPORTAMENTO DEGLI IMPIANTI IN CASO DI MALFUNZIONAMENTO	43
<b><u>8. DISSERVIZI ANNO 2007</u></b>	<b><u>44</u></b>
<b><u>9. PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI E GESTIONE DELLE EMERGENZE</u></b>	<b><u>45</u></b>



## 1. INTRODUZIONE

La presente relazione, che costituisce l'Allegato B18 alla documentazione relativa alla richiesta dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, descrive le principali informazioni relativamente allo Stabilimento EniPower di Brindisi (BR).

In particolare viene indicata:

- L'evoluzione storica dello Stabilimento EniPower di Brindisi
- Ciclo produttivo e i sistemi ausiliari relativamente ai seguenti impianti:
  - Centrale termoelettrica Nord (CTE/Nord)
  - Centrale termoelettrica a ciclo combinato (CTE3)
- Flussi di processo in ingresso e in uscita
- Emissioni correlate ai cicli produttivi e interazioni con l'ambiente
- Condizioni di avviamento e transitorio e blocchi temporanei di impianto
- Malfunzionamenti
- Prevenzione e mitigazione degli incidenti.



## 2. DESCRIZIONE DELL'EVOLUZIONE DELLO STABILIMENTO ENIPOWER

EniPower, società del gruppo Eni responsabile dello sviluppo del business elettrico, possiede e gestisce all'interno del polo petrolchimico di Brindisi delle centrali termoelettriche con le quali assicura, per 8760 ore annue, la fornitura dei quantitativi di energia e di vapore in ogni assetto operativo (avviamenti, emergenze, transitori, ecc.) necessario ai cicli produttivi delle società coinsediate all'interno del polo petrolchimico.

La restante produzione di energia elettrica cogenerata viene ceduta alla Rete Nazionale per la parte che eccede il consumo interno di Stabilimento.

Precedentemente la centrale termoelettrica era costituita da due sottocentrali, denominate **CTE1/Nord** (CTE/1) e **CTE/Sud** (CTE/2).

La centrale termoelettrica **CTE/Nord** produceva energia elettrica e vapore mediante n. 6 gruppi, di cui:

- n. 2 (GT4 e GT5) con turbina da 40 MW
- n. 1 (GT6) con turbina da 70 MW
- n. 3 gruppi (GT3, GT2 da 20,5 MW e GT1 da 40 MW) costituiti solo da un turboalternatore e dagli ausiliari di processo in virtù del fatto che recuperavano il calore del processo dell'impianto steam-cracking per ottenere energia elettrica e vapore (Gruppi 2-3) o solo energia elettrica (Gruppo 1).

I gruppi GT6-GT3-GT2 erano dotati di spillamento a 20 e 4,5 Ate e consentivano di alimentare le rispettive reti di Stabilimento per fornire il calore necessario ai processi degli impianti utenti.

I bruciatori delle caldaie erano alimentati ad olio combustibile, gas combustibile e metano; in particolare le caldaie B002, B003, B004 e B005 funzionavano ad olio combustibile, mentre la caldaia B06 poteva essere utilizzata sia a olio combustibile che a gasolio o gas naturale.

L'energia elettrica prodotta veniva distribuita alle società coinsediate dello stabilimento attraverso una rete di distribuzione a 23 kV, 13,2 kV, 6 kV e 0,4 kV; la parte eccedente dell'energia elettrica prodotta veniva ceduta sulla rete del GRTN.

La centrale termoelettrica **CTE/2** era invece costituita da un gruppo termoelettrico da 72 MW (GT11) del tipo monoblocco, cioè con un solo generatore di vapore (Caldaia B201), accoppiato ad un turboalternatore.

Il gruppo GT11 consentiva di alimentare le rispettive reti di Stabilimento per fornire il calore necessario ai processi degli impianti utenti.

Nel complesso della centrale termoelettrica sud erano installate le seguenti apparecchiature:

- n. 2 serbatoi da 80 m3 per stoccaggio gasolio
- n. 2 serbatoi da 500 m3 per olio combustibile
- riscaldatori ad espansione di vapore, pompe, barilotti ed apparecchiature varie

I bruciatori della caldaia erano alimentati da olio combustibile, metano e/o gas combustibile, GPL dell'impianto P30B (Butadiene).



La Società EniPower, nell'ottica della competitività del miglioramento continuo ai fini ambientali e per il raggiungimento degli obiettivi richiesti dal Decreto MICA del 21.06.2000, che autorizzava il piano di adeguamento presentato in data 27.07.1997 e che richiedeva ulteriori interventi migliorativi sull'emissione delle polveri, aveva deciso di sostituire i tre gruppi termici esistenti GT4, GT5 e GT11 con un impianto a ciclo combinato da circa 1.170 MWe, alimentato con gas naturale (CTE3).

In ottemperanza al succitato Decreto MICA erano anche stati fermati definitivamente gli impianti B002 e B003 della CTE Nord.

Il progetto del nuovo impianto prevedeva inizialmente la costruzione di un impianto di cogenerazione basato su tre moduli disposti parallelamente e alimentati a gas naturale, ciascuno da 390 MWe circa, di cui uno raffreddato in ciclo aperto e i restanti raffreddati mediante torri ibride ad acqua di mare, localizzati in prossimità della centrale CTE/2.

Il nuovo impianto in progetto era essenzialmente costituito da tre turbogeneratori a gas da circa 266 MW, tre caldaie a recupero a tre livelli di pressione con degasatore integrato e tre turbogeneratori a vapore a derivazione e condensazione da circa 127 MW.

A seguito di tale intervento EniPower prevedeva la fermata degli impianti B004 e B005 della CTE Nord e B201 della CTE Sud.

Per tale impianto EniPower aveva comunicato con nota del 16.06.2000 (prot. Servizio VIA n. 750/VIA/A.0.13.B del 19.06.2000) di aver dato avvio allo studio d'impatto ambientale e attivato l'istanza per la pronuncia della compatibilità ambientale in data 08.01.2001 (prot. Servizio VIA n. 386/VIA/A.o.13.B del 12.01.2001).

Successivamente erano stati trasmessi alcuni chiarimenti a seguito della richiesta, con lettera protocollata 476/VIA/A.0.13.B del 19.04.2001, di alcune integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale da parte del Servizio Valutazione di Impatto Ambientale del Ministero dell'Ambiente.

Durante la progettazione di dettaglio della centrale a ciclo combinato (successiva alla presentazione del SIA del gennaio 2001) era stato presentato un aggiornamento al progetto di massima e al SIA per l'impianto di cogenerazione a ciclo combinato relativamente alla configurazione del sistema di raffreddamento.

In particolare l'aggiornamento del marzo 2002 prevedeva l'eliminazione del sistema di raffreddamento a ciclo aperto per il raffreddamento di uno dei tre cicli combinati e l'aggiunta di una terza torre di raffreddamento di tipo ibrido, alimentata ad acqua mare, analoga a quelle già previste nel progetto già presentato ed ubicata nella stessa area.

Nel luglio 2002 EniPower aveva presentato una nota tecnica esplicativa della documentazione già presentata per l'ottenimento della compatibilità ambientale nel quale venivano confrontate le prestazioni del ciclo combinato sulla base dei sistemi di raffreddamento presentato nel quadro progettuale del SIA e quello previsto nell'aggiornamento al progetto del 2002.

Sulla base della documentazione presentata la Commissione per la Valutazione di Impatto Ambientale aveva ritenuto che la soluzione del progetto iniziale con due torri ad umido ed un ciclo aperto ad acqua di mare risultava la più vantaggiosa e relativamente ad essa aveva espresso giudizio positivo circa la compatibilità ambientale, indicando alcune prescrizioni da osservare (cfr. Allegato A.23).



La pronuncia di compatibilità ambientale era stata rilasciata con Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio in data 20.11.2002 (protocollo n. 12101/VIA/A.0.13.B).

A seguito dell'istanza presentata in data 19.02.2001 da parte di EniPower, il Ministero delle Attività Produttive (MAP) aveva rilasciato l'autorizzazione per la costruzione e l'esercizio della centrale a ciclo combinato alimentata con gas naturale con Decreto n°003/2003 in data 02.04.2003.

Con lettera del 21.04.2004 EniPower aveva espresso la richiesta di utilizzare gas petrolchimico presso la centrale a ciclo combinato.

Tale intervento, migliorativo delle condizioni ambientali rispetto all'impianto del progetto autorizzato, è stato autorizzato dal MAP con Decreto n° 03/2005 RT del 09.02.2005.

Allo stato attuale la centrale CTE3 risulta costituita dai 3 cicli combinati denominati CC1, CC2 e CC3, localizzati a sud della centrale CTE/2.

Il progetto è stato completato entro il 31.12.2006.

Ad oggi pertanto si ha la seguente configurazione dello Stabilimento EniPower:

- Centrale CTE1/1           ferma, ad eccezione del gruppo GT1, GT2, GT3 e GT6;
- Centrale CTE/2           ferma
- Centrale CTE3           in funzione.

Ciascun gruppo della centrale CTE3 risulta costituito dalle seguenti unità principali:

- una turbina a gas della potenza di 266 MW
- una caldaia a recupero
- una turbina a vapore della potenza di 127 MW
- un condensatore raffreddato in ciclo chiuso dall'acqua di mare proveniente da 12 torri di raffreddamento ibride per i cicli CC1 e CC2, mentre per il terzo gruppo (CC3) in ciclo aperto
- n. 12 torri di raffreddamento a tiraggio forzato del tipo umido/secco a controcorrente, comune alla CC1 e CC2
- un trasformatore elevatore.

I tre trasformatori elevatori sono collegati ad una stazione elettrica, a sua volta collegata sia alla rete nazionale a 380 kV, che alle sottostazioni interne allo stabilimento per la fornitura dell'energia elettrica

Relativamente all'elettrodotto a 380 kV di raccordo tra la centrale termoelettrica di Brindisi e la stazione elettrica di Pignicelle, EniPower aveva presentato l'istanza per la compatibilità ambientale per la sua realizzazione in data 29.03.2001.

In data 03.09.2002 la Regione Puglia con Determinazione del Dirigente del Settore Ecologia n. 149 aveva espresso parere favorevole alla compatibilità ambientale per la realizzazione dell'elettrodotto a 380 kV di raccordo tra la centrale Termoelettrica di Brindisi e la stazione elettrica di Pignicelle.

EniPower ha ricevuto in data 02.09.2008 dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti – Provveditorato Interregionale delle Opere Pubbliche per la Puglia e la Basilicata – Bari – Settore Operativo per la Provincia di Brindisi il verbale di collaudo dell'elettrodotto a 380 kV,



unitamente ai relativi allegati, munito degli estremi di approvazione (il documento è riportato in Allegato A26\_04).

EniPower inoltre ha acquisito gli impianti di produzione acqua demineralizzata (acqua dei pozzi) e l'impianto di acqua demineralizzata per dissalazione (acqua di mare), un impianto di trattamento delle condense con atto di conferimento a rogito del Dott. Domenico Avendola, notaio in Milano, rep. n° 67708 del 28.10.2005.

Nella planimetria riportata in Figura 1 si riporta l'ubicazione delle centrali EniPower che allo stato attuale sono in marcia.

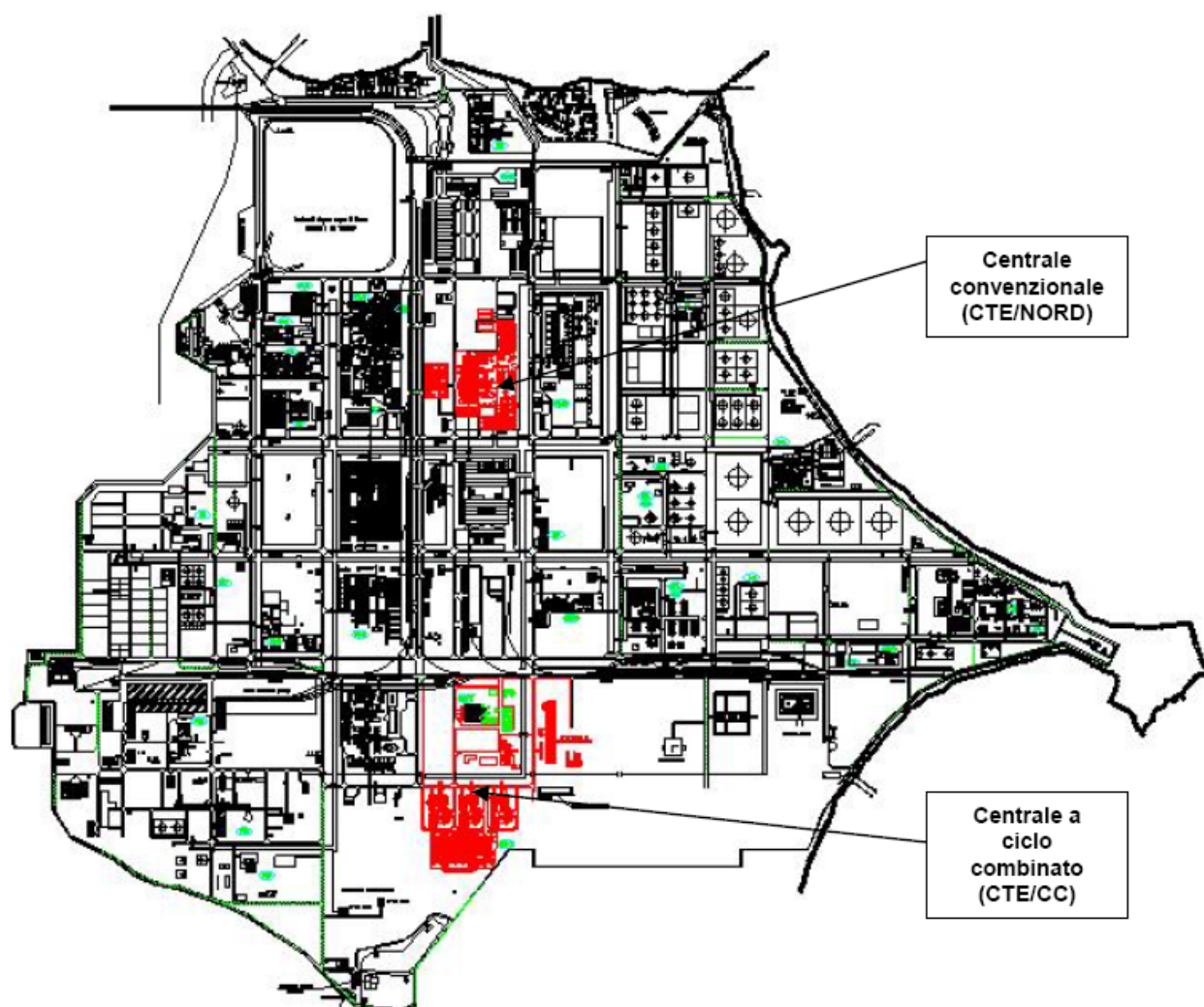


Figura 1: Stabilimento multisocietario di Brindisi (in rosso sono evidenziate le centrali EniPower che attualmente sono in esercizio)



### 3. CICLO PRODUTTIVO

Di seguito si riporta la descrizione tecnica relativamente ai cicli produttivi delle attività che EniPower svolge all'interno dello Stabilimento di Brindisi.

In particolare EniPower gestisce nello Stabilimento di Brindisi le seguenti centrali:

1. Centrale termoelettrica CTE/Nord
2. Centrale a ciclo combinato CTE3

Nel presente paragrafo si descrivono i cicli produttivi delle centrali, mentre nel par. 4 si analizzano i sistemi ausiliari che sono a servizio delle centrali.

In Figura 2 è riportato lo schema a blocchi delle centrali di produzione dell'energia elettrica e del vapore di EniPower.

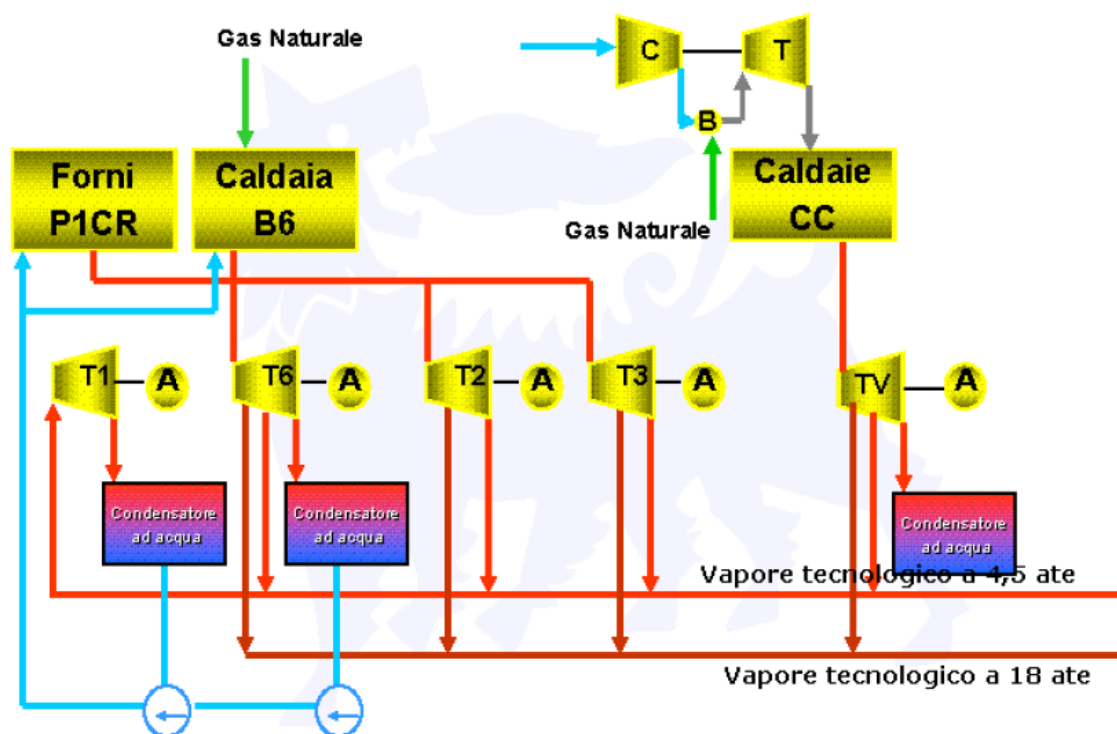


Figura 2: Schema a blocchi delle centrali

Si evidenzia che, come indicato nello schema a blocchi riportato, la centrale CTE/Nord è alimentata con il vapore con i vapore fornito dall'impianto P1CR, che è di proprietà e gestione di Polimeri Europa.



### 3.1. Centrale Termoelettrica CTE/Nord

La centrale termoelettrica **CTE/Nord** allo stato attuale si compone delle seguenti unità:

- n. 3 gruppi (GT1 da 40 MW e GT2, GT3 da 20,5 MW) costituiti solo da un turbo alternatore e dagli ausiliari di processo in virtù del fatto che recuperavano il calore del processo dell'impianto steam-cracking per ottenere energia elettrica e vapore (Gruppi GT2-GT3 a contropressione) o solo energia elettrica (Gruppo GT1 a condensazione);
- n. 1 gruppo misto (GT6) con turbina da 70 MW.

La caldaia B06 costituisce la riserva fredda al fine di poter assicurare la fornitura di vapore agli impianti petrolchimici dello stabilimento in caso di fermate eccezionali dovuti a guasti dell'impianto a ciclo combinato o indisponibilità di gas combustibile dal metanodotto Snam.

L'acqua di raffreddamento è prelevata dal mare Adriatico attraverso un'opera di presa, e restituita allo stesso attraverso due canali di scarico a cielo libero (Policentrica Est e Policentrica Sud).

I gruppi GT6-GT3-GT2 sono dotati di spillamento per l'erogazione di vapore tecnologico 4,5 bar, 20 bar e consentono di alimentare le rispettive reti di Stabilimento per fornire il calore necessario ai processi degli impianti utenti.

L'energia elettrica prodotta viene distribuita alle società coinsediate dello Stabilimento attraverso una rete di distribuzione a 23 kV, 13,2 kV, 6 kV e 0,4 kV; la parte eccedente l'energia elettrica prodotta viene ceduta sulla rete del GRTN.

Le centrali termoelettriche non producono acque reflue di processo.

Lo schema della centrale termoelettrica CTE/Nord che, nell'attuale assetto vede fermi i gruppi GT4 e GT5, è riportato in Figura 2.

La rete di distribuzione dell'energia elettrica all'interno dello Stabilimento è composta dalle seguenti sottostazioni elettriche e cabine:

- Sottostazione SS1
- Sottostazione SS2
- Cabine S01-S02
- Cabine di distribuzione primarie di tipo "S"
- Cabine di distribuzione secondaria di tipo "C".

Nei successive paragrafi si riporta la descrizione dei gruppi costituenti la CTE/Nord.



### 3.1.1 Gruppo a condensazione GT1

Il gruppo è costituito dal solo insieme turbina-alternatore e dagli accessori necessari al suo regolare funzionamento.

In particolare, la turbina Ansaldo è del tipo a condensazione, viene alimentata con vapore a bassa pressione (4,5 ate) prodotto dai gruppi GT2 e GT3; la capacità di generazione elettrica è di 39,5 MW.

Il vapore in uscita dalla turbina (J 1001) viene condensato nel condensatore ad acqua di mare E 1001 e da qui inviato con le pompe (G 1001) ai serbatoi di accumulo del condensato (F 203 – 303).

Alla turbina è collegato un alternatore Jumont-Schneider con raffreddamento ad aria, avente le seguenti caratteristiche:

- potenza nominale     50     MVA
- tensione                     13,2     kV
- frequenza                     50     Hz

L'alternatore è dotato di un sistema di eccitazione statica e di protezioni elettriche di tipo numerico.

### 3.1.2 Gruppi a contropressione GT2-GT3

I due gruppi sono costituiti da due turboalternatori e da un ciclo per produrre acqua alimento per l'impianto cracking P1CR di Polimeri Europa.

Le turbine Escher Wyss sono del tipo a contropressione (4,5 ate) con estrazione a 20 ate; la capacità di generazione elettrica è pari a 20,5 MW.

Le turbine vengono alimentate con vapore ad alta temperatura e pressione (123 ate e 530 °C), prodotto dalla caldaia del gruppo GT6 e/o dall'impianto di cracking P1CR. Esse sono del tipo backpressure composte di un corpo d'alta e da uno di bassa pressione.

Dal corpo di alta pressione si estrae il vapore a 20 ate che può essere desurriscaldato negli attemperatori ed inviato alla rete di fabbrica.

Dal corpo bassa pressione delle turbine il vapore è scaricato alla pressione di 4,5 ate ed inviato, attraverso gli attemperatori, alla rete di fabbrica.

L'acqua di alimento viene prelevata dai serbatoi di stoccaggio tramite pompe ed inviata ai degasatori. Dai degasatori l'acqua viene aspirata e mandata, tramite le pompe alimento, ai preriscaldatori e quindi all'impianto di cracking P1CR.

Alle turbine sono collegati gli alternatori della TIBB con le seguenti caratteristiche:

- potenza nominale     25,5     MVA
- tensione                     13,2     kV
- frequenza                     50     Hz

Gli alternatori sono raffreddati ad aria, e sono dotati di un sistema di eccitazione statica e di un sistema di protezioni elettriche di tipo numerico.

Per l'alimentazione dei servizi ausiliari sono presenti trasformatori dedicati per ogni alternatore.



### 3.1.3 Gruppo misto GT6

La turbina Tosi è del tipo misto, con estrazioni regolate e non, che alimentano sia le reti di fabbrica a 20 ate ed 4,5 ate, sia i preriscaldatori dell'acqua di alimento caldaia; la capacità di generazione elettrica è pari a 70 MW.

Il generatore di vapore Tosi (B6) è del tipo a radiazione a pannelli saldati con camera di combustione pres-surizzata.

La sua potenzialità è di 530 t/h di vapore a 135 ate e 540 °C.

Esso è costituito principalmente da:

- corpo cilindrico con separatori a ciclone acqua/vapore;
- economizzatore;
- surriscaldatore di alta, media e bassa temperatura;
- due ventilatori dell'aria comburente (J 601).

Il vapore prodotto viene inviato ad un collettore che riceve anche il vapore prodotto dall'impianto P1CR. Il collettore alimenta, a sua volta, la turbina J6 del gruppo GT6 e/o le turbine dei gruppi GT2 eGT3 descritte precedentemente. La turbina (J6) è costituita da due cilindri in tandem compound: il primo cilindro comprende le sezioni di alta, media e parte della bassa pressione, il secondo cilindro comprende la rimanente palettatura a bassa pressione.

Nella sezione di alta pressione vi è uno spillamento di vapore a pressione non regolata che alimenta uno scambiatore di alta pressione (C 605) dell'acqua alimento.

Il vapore scaricato dalla sezione di alta pressione a 20 ate in parte viene inviato alla rete di fabbrica ed al preriscaldatore (C 604) a media pressione, in parte passa alla sezione di media pressione; da questo viene scaricato a 4,5 ate: una parte alimenta il degasatore (C 601) e la rete di fabbrica, l'altra è inviata alla sezione di bassa pressione.

In quest'ultima sezione esistono due spillamenti a pressione non regolata che alimentano i preriscaldatori di bassa pressione (C 602 - 603); lo scarico avviene a 0,05 ata in un condensatore a superficie (C 607), il cui vuoto è mantenuto da eiettori a vapore.

Il condensato viene estratto dalle pompe (H 605) e mandato al degasatore (C 601); da qui le elettropompe (H 603) e/o la turbopompa (H 622) inviano, previo preriscaldamento negli scambiatori (C 604 - 605), l'acqua degasata in caldaia e/o all'impianto P1CR.

Parte del vapore uscita caldaia, opportunamente ridotto di pressione ed attemperato, alimenta la rete di stabilimento a 70 ate.

Anche su questo gruppo è prevista la marcia in emergenza con valvole riduttrici di pressione che alimentano le reti di fabbrica con vapore estratto sull'uscita caldaia.

I combustibili utilizzabili sono: metano, gas petrolchimico, OCD/BTZ.

Alla turbina è collegato un alternatore TIBB con le seguenti caratteristiche:

- potenza nominale 90 MVA
- tensione 13,2 kV
- frequenza 50 Hz

L'alternatore è raffreddato ad idrogeno.

L'alternatore è dotato di un sistema di eccitazione rotante e di protezioni di tipo elettromeccanico.

I servizi ausiliari sono alimentati da trasformatori dedicati.

### 3.1.4 Sottostazione SS1

E' il punto di collegamento fra la rete elettrica di stabilimento e la rete esterna di trasmissione a 150 kV.

### 3.1.5 Sottostazione SS2

E' collegata alla sottostazione SS1 tramite un cavo in olio fluido ed uno in EPR nonché da una linea aerea a 150 kV in semplice terna con fune di guardia, sostenuta da sei tralicci in acciaio.

Alla SS2 sono collegate la centrale Nord, per mezzo di tre trasformatori TSA e TSC da 60 MVA e TSB da 100 MVA, e la cabina S02 a mezzo di un trasformatore 13,2kV/23kV.

### 3.1.6 Sottostazione S01-S02

Si tratta di cabine di produzione e distribuzione primaria, rispettivamente a 13,2 e 23 kV, cui sono collegati gli alternatori sopra elencati, i trasformatori elevatori TSA TSC TSB ed i trasformatori dei servizi generali di Centrale. Le cabine comprendono anche gli interruttori ed i sezionatori, con la sola esclusione dei cavi d'alimentazione alle cabine di distribuzione interna di Stabilimento ed ai tre motori a 13,2 kV del P1CR.

Le due cabine sono collegate con una linea in cavo a 23 kV ed un trasformatore TS0 da 60 MVA.

Dalle due cabine partono le alimentazioni per le cabine primarie di tipo "S".

Nella Figura 3 sono evidenziate le aree in cui si trovano i gruppi produttivi della CTE/Nord.

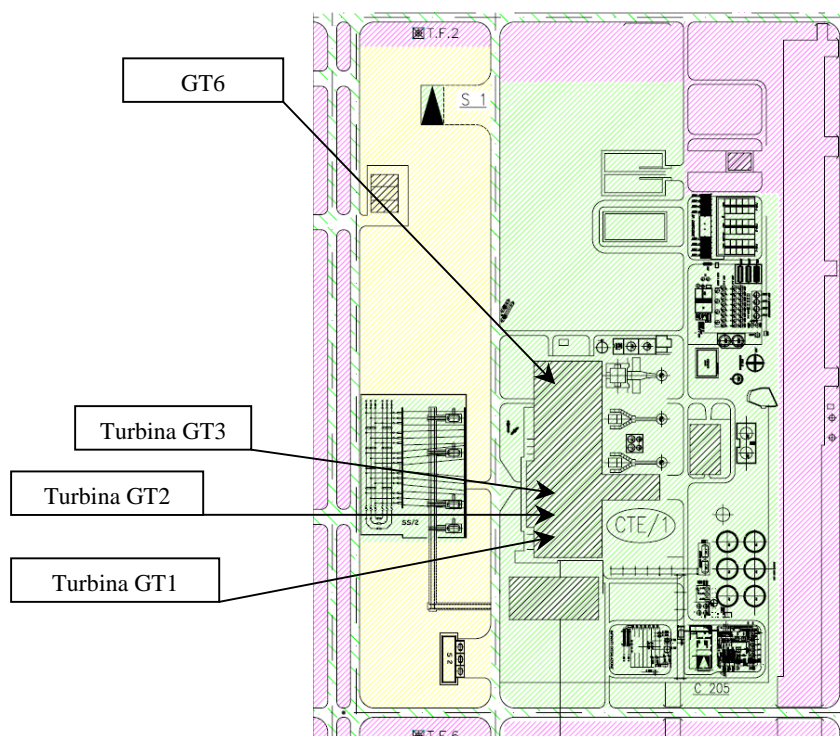


Figura 3: Centrale CTE/Nord – Disposizione dei gruppi (l'area retinata in verde è di proprietà EniPower)

### 3.2. Centrale a ciclo combinato CTE3

La centrale a ciclo combinato CTE3 è costituita da 3 cicli combinati disposti parallelamente (CC1, CC2 e CC3) ed è raffreddata da acqua di mare.

Il ciclo combinato CC1 e CC2 sono a funzionamento a ciclo chiuso mentre per il ciclo combinato 3 il sistema di raffreddamento è a ciclo aperto.

L'impianto nel suo complesso prevede l'integrazione della generazione di energia elettrica, ottenuta con i 3 cicli combinati alimentati a gas naturale e gas petrolchimico, con la produzione di calore da erogare nella rete vapore dello Stabilimento di Brindisi, mediante un processo cogenerativo.

I gruppi CC2 e CC3 prevedono la possibilità di utilizzare come combustibile gas petrolchimico in miscela con il gas naturale, mentre per il ciclo CC1 si utilizza come materia prima il gas naturale.

Ogni gruppo turbogas in ciclo combinato è costituito sostanzialmente dalle seguenti sezioni:

1. Alimentazione a gas naturale,
2. Turbina a gas,
3. Caldaia a recupero,
4. Turbina a vapore,
5. Condensatore,
6. Torri di raffreddamento,
7. Trasformatore elevatore.

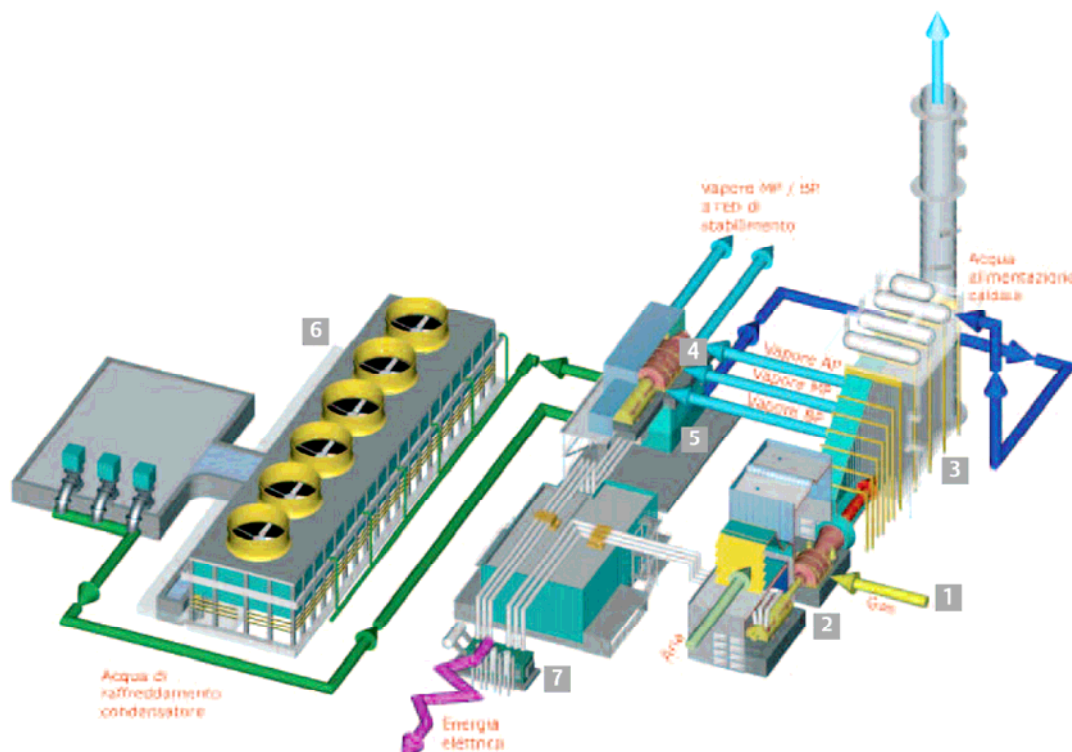


Figura 4: Rappresentazione tridimensionale della centrale a ciclo combinato





In particolare ciascuno dei tre cicli è costituito da:

- una turbina a gas di ultima generazione ad alta efficienza, con relativa caldaia a recupero a tre livelli di pressione e risurriscaldatore (soluzione che consente di massimizzare il rendimento del ciclo a vapore);
- turbina a vapore a condensazione con estrazione di vapore a media e bassa pressione.

Le tre turbine a vapore sono dotate di condensatore ad acqua di mare per lo scarico del vapore.

Il raffreddamento dei sistemi comuni e degli ausiliari dei moduli di potenza è realizzato mediante un sistema a scambiatori di calore che utilizzano come refrigerante la stessa acqua mare utilizzata per i condensatori in ciclo chiuso proveniente da torri di raffreddamento di tipo ibrido (umido/secco) con relativo sistema di pompaggio.

Di seguito si riporta lo schema generale di un gruppo turbogas in ciclo combinato chiuso e la descrizione delle varie unità.

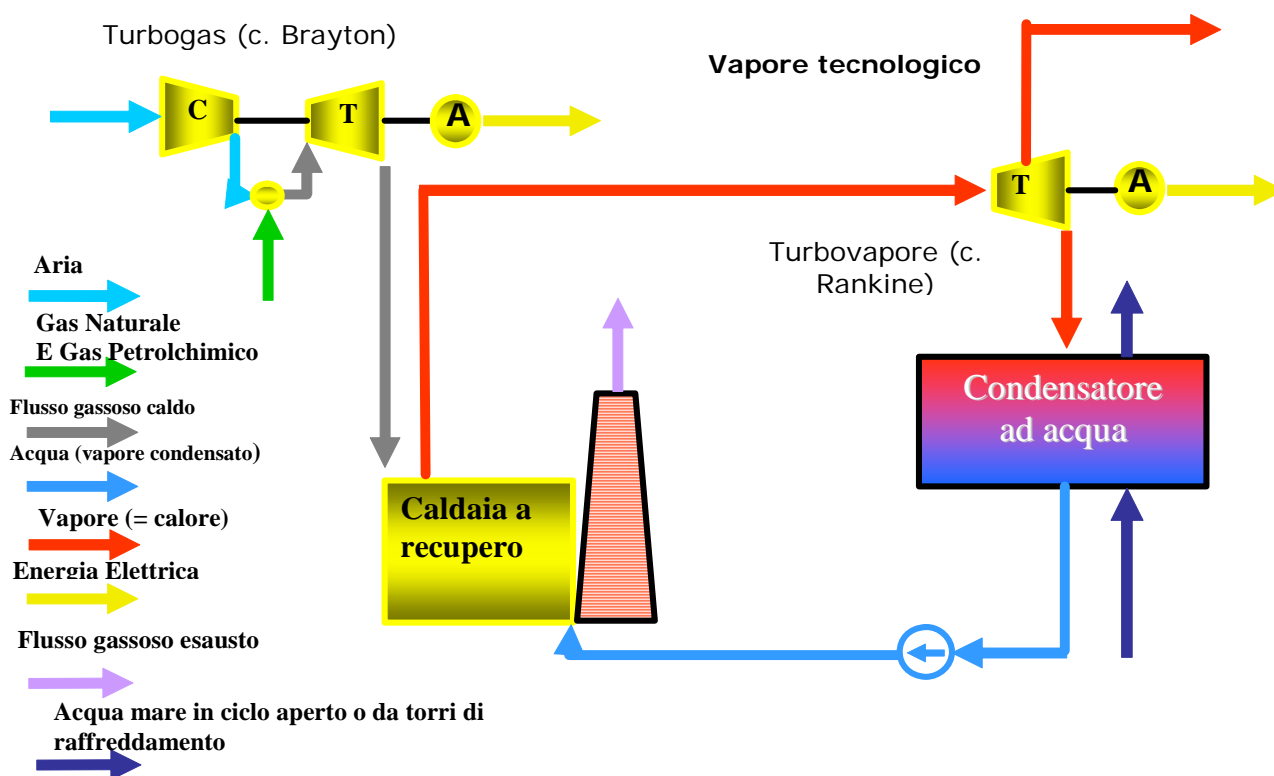


Figura 5: Layout di processo di un gruppo a ciclo chiuso della centrale a ciclo combinatoCTE3

### 1. Alimentazione a gas naturale e gas petrolchimico

Il combustibile che alimenta la centrale a ciclo combinato è:

- gas naturale proviene dalla rete di Trasmissione Nazionale che, dopo una riduzione della pressione a circa 30 bar, viene immesso in turbina.
- gas petrolchimico, invece, proveniente dallo Stabilimento di Brindisi, utilizzato in miscela con il gas naturale solo sui cicli combinati CC2 e CC3.





## 2. Turbina a gas

Le turbine a gas, alimentate o a gas naturale o con un mix di gas naturale e gas petrolchimico, sono equipaggiate con bruciatori convenzionali dell'ultima generazione di tipo Dry Low NOx (DLN). In questo caso, la combustione a fiamma premiscelata comporta emissioni di ossidi di azoto intrinsecamente basse, senza necessità di iniezione di vapore.

L'aria ambiente, dopo filtrazione in un filtro multistadio, viene convogliata nella sezione d'ingresso del compressore della turbina a gas attraverso un condotto fornito di silenziatore. L'aria entrante viene quindi compressa nei successivi stadi del compressore assiale, ed immessa in camera di combustione, ove è iniettato il combustibile.

I gas combustibili ad alta temperatura (circa 1.300 °C) escono dalla camera di combustione ed entrano nella turbina a gas multistadio, ove espandendosi cedono energia meccanica all'albero.

Buona parte dell'energia sviluppata viene utilizzata per muovere il compressore della turbina a gas stessa, mentre la rimanente parte aziona il generatore per la produzione d'energia elettrica.

I gas combustibili fuoriescono quindi dalla turbina a gas ad una temperatura di circa 580 °C attraverso uno scarico silenziato e giungono nella sezione d'ingresso della caldaia a recupero dopo avere attraversato un condotto di collegamento termicamente isolato.

Ciascun package di turbina a gas è stato fornito dal costruttore completo di quegli ausiliari e sistemi necessari per un uso corretto, efficiente e continuativo della macchina.

## 3. Generatori di vapore

Il generatore di vapore è una caldaia a recupero, posta a valle della turbina a gas, composta da una serie di scambiatori di calore attraversati dai fumi di scarico della turbina a gas che consentono di recuperare una grande quantità di energia termica producendo vapore ad alta, media e bassa pressione, con risurriscaldatore e preriscaldamento del condensato nella sezione finale della caldaia.

I fumi raffreddati sono inviati al camino con una temperatura di circa 100 °C.

Questa configurazione permette di massimizzare il ciclo termico e migliorare di conseguenza l'efficienza del ciclo combinato.

## 4. Turbine a vapore

La turbina a vapore è composta da una sezione di alta, una di media e da una sezione di bassa pressione con scarico al condensatore.

Tutto il vapore di alta pressione prodotto dalla caldaia a recupero è convogliato nella sezione di alta pressione della turbina a vapore (pressione circa 115 bara e temperatura 538 °C).

La portata scaricata si miscela con il vapore prodotto dal corpo di media e dopo aver attraversato i banchi del risurriscaldatore della caldaia a recupero entra nella sezione di media pressione della turbina a vapore.

Parte del vapore in uscita dal risurriscaldatore della caldaia a recupero, prima di essere inviato alla turbina a vapore, viene estratto mediante un gruppo di regolazione esterno alla turbina a vapore per fornire allo Stabilimento il vapore tecnologico, a media pressione, alle condizioni di temperatura richieste.



La turbina a vapore è dotata di una estrazione libera a bassa pressione regolata in pressione in base alla richiesta delle utenze dello stabilimento tramite un gruppo di regolazione analogo a quello precedentemente descritto per la pressione intermedia.

Un'ulteriore stazione di riduzione e attemperamento è inoltre prevista tra i collettori di media e bassa pressione per l'eventuale necessità di derivare vapore dall'uno all'altro livello di pressione per lo stabilimento.

Il vapore, scaricato dalla sezione di bassa pressione della turbina, viene condensato.

## 5. Condensatori ad acqua

Il vapore, scaricato dalla sezione di bassa pressione della turbina, entra direttamente nel condensatore ad acqua, dove viene condensato e leggermente sottoraffreddato alla pressione di esercizio di circa 0,06 bar(a).

Il condensatore ad acqua serve a condensare il vapore esausto scaricato dalla turbina per mezzo dell'acqua mare in ciclo aperto o in ciclo chiuso, forzata attraverso i fasci tubieri.

La condensa raccolta finisce in un apposito pozzo caldo, da cui aspirano le pompe di estrazione che la inviano alla caldaia per il ritorno in ciclo.

## 6. Sistema di raffreddamento

Il necessario raffreddamento delle apparecchiature relative all'impianto di cogenerazione è garantito da un sistema ad acqua mare in circuito aperto per il gruppo CC3, mentre per i due gruppi rimanenti il raffreddamento è assicurato da un sistema a torri ibride ad acqua mare.

L'acqua di raffreddamento, prelevata dal mare viene inviata, tramite una stazione di pompaggio, alla CTE/3; una parte viene utilizzata per raffreddare direttamente il condensatore del ciclo CC3, una parte viene utilizzato come reintegro alle torri di raffreddamento che garantiscono lo scambio termico ai condensatori dei cicli CC1 e CC2 e altre utenze della centrale (circuito di raffreddamento secondario)

Il sistema delle torri di raffreddamento è costituito da due linee di torri da sei celle ciascuna. L'acqua fredda proveniente dalle dodici celle viene raccolta in una vasca comune e da qui pompata nel circuito per il raffreddamento dei condensatori e degli scambiatori di servizio della centrale.

## 7. Trasformatore elevatore

Per mezzo di un trasformatore, l'energia prodotta a due diversi livelli di tensione dalle sezioni gas e vapore del ciclo combinato viene elevata al livello di rete (380 kV). Un apposito cavidotto collega il trasformatore alla sezione 380 kV della sottostazione elettrica.



### 3.2.1 Descrizione dei principali sistemi ed apparecchiature dell'impianto

#### **Turbina a gas**

E' presente una turbina a gas per ciascun gruppo della CTE3, alimentate con gas naturale (gruppo CC1) e mix di gas naturale e gas petrolchimico (CC2 e CC3).

Sono dotate di sistema di combustione Dry Low NOx per abbattere le emissioni di NO<sub>x</sub>.

Il filtro ad aria è del tipo multi stadio.

Il sistema dei gas di scarico è del tipo a recupero semplice (senza by-pass).

Il sistema di avviamento è statico.

La potenza della turbina a gas ai morsetti del generatore è di 254 MWe.

#### **Caldia a recupero (HRGS)**

E' presente una caldaia a recupero (HRGS) per ciascun gruppo della CTE3, del tipo orizzontale (tipo di circolazione: naturale).

Sono presenti n. 3 livelli di pressione con surriscaldatore e preriscaldamento dell'acqua alimento.

Il degasatore è integrato con la caldaia.

La capacità di by-pass sia per la MP che per la BP è pari al 100% del flusso che circola in una caldaia HRGS.

#### **Turbina a vapore**

E' presente una turbina a vapore per ciascun gruppo della CTE3, caratterizzate da una configurazione a multi-corpo (sezioni di alta, intermedia e bassa pressione).

Le caratteristiche del vapore in ingresso alla turbina sono:

- A.P. 538 °C / 115,0 bar a
- I.P. 538 °C / 29 bar a
- B.P. 270 °C / 6,5 bar a

Il sistema di scarico può essere a flusso assiale o radiale e la pressione di scarico è pari a 0,05 bar (a T ambiente di 15 °C, umidità 60%).

La potenza della turbina a vapore ai morsetti del generatore è di 121 MWe.

#### **Generatore elettrico**

Sono presenti n. 3 generatori elettrici per turbina a gas (11-GG-001, 12-GG-001, 13-GG-001) e n. 3 per turbina a vapore (21-GD-001, 22-GD-001, 23-GD-001).

Le caratteristiche dei generatori sono:

- Tensione generazione 19 e 15,75 kV
- Frequenza 50 hz
- Fattore di potenza 0,85



#### 4. ATTIVITÀ, DISPOSITIVI E APPARECCHIATURE AUSILIARIE

Il processo di produzione della centrale a ciclo combinato è integrato da attività, dispositivi ed apparecchiature ausiliarie che ne assicurano il corretto funzionamento in condizioni di sicurezza; in particolare si ha:

1. sistema di prelievo e restituzione dell'acqua di mare usata per il raffreddamento del ciclo CC3 e per il reintegro delle torri di raffreddamento dei cicli CC2 e CC1
2. Sistema di alimentazione gas (combustibile primario)
3. Sistema aria strumenti e servizi
4. Sistema di generazione e distribuzione dell'energia elettrica
5. Sistema di raffreddamento degli ausiliari
6. Impianto di acqua demineralizzata con resine a scambio ionico
7. Impianto di acqua demineralizzata con processo a osmosi inversa
8. Impianto di acqua demineralizzata per dissalazione
9. Sistema antincendio
10. Gruppo elettrogeno di emergenza
11. Attività manutentive.

##### 4.1.1 Sistema di prelievo e restituzione dell'acqua di mare

L'acqua di raffreddamento viene prelevata dal mare Adriatico attraverso un'opera di presa, ubicata immediatamente ad Est dello Scarico n. 1 – Policentrica Ovest.

Lo scarico acqua mare dell'impianto è convogliato allo Scarico n. 3 – Policentrica Sud: in tale Policentrica convergono circa la metà degli scarichi delle acque di raffreddamento dello Stabilimento.

##### 4.1.2 Sistema di alimentazione gas (combustibile primario)

La CTE3 utilizza gas naturale e gas petrolchimico.

Il gas naturale proviene dalla rete metano nazionale di Snam Rete Gas (alla pressione di 60barg), mediante una stazione di misura portata e riduzione della pressione posta nei pressi del confine ovest del sito multisocietario. Nella stazione sono presenti 4 linee da 80.000 Sm<sup>3</sup>/h delle quali 3 normalmente in esercizio ed una in stand by, considerando che con tre gruppi in marcia il consumo è di circa 180.000 Sm<sup>3</sup>/h. Dalla stazione metano parte una tubazione interrata che, tramite 3 stacchi dedicati, fornisce il gas naturale ai vari gruppi. Per la misura delle portate si utilizzano misuratori volumetrici a turbina (sistema ridondato), con compensazione in pressione e temperatura.

I gruppi CC2 e CC3 sono invece alimentati da una miscela gas metano e di gas petrolchimico, con un contenuto di idrogeno non superiore al 15%.

Il gas petrolchimico proviene da Polimeri Europa con un collettore dedicato.



#### 4.1.3 Sistema aria strumenti e servizi

La centrale a ciclo combinato è autosufficiente per il proprio consumo d'aria compressa per servizi e per l'aria compressa ed essiccata per la strumentazione di aria servizi ed aria strumenti, mediante un impianto di produzione dedicato.

#### 4.1.4 Sistema di generazione e distribuzione dell'energia elettrica

Nella CTE3 sono presenti i tre cicli combinati CC1, CC2 e CC3 che sono collegati direttamente alla sottostazione a 380 kV, con un trasformatore elevatore (siglati TRM1, TRM2, TRM3) a tre avvolgimenti 380/19/15,75 kV 440/280/160 MVA ciascuno con variatore sottocarico.

Ogni generatore dispone di un proprio interruttore di macchina. Le eccitatrici sono di tipo statico con regolatore automatico in grado di funzionare in modalità di regolazione di tensione, potenza reattiva o  $\cos\varphi$ . L'energia destinata ai consumi di questa sezione viene autoprodotta e resa disponibile da ogni gruppo mediante un trasformatore ausiliario di unità (siglati TRU1, TRU2, TRU3 rispettivamente) che insiste direttamente sull'avvolgimento del trasformatore elevatore lato turbogas (19 kV) e mediante opportune cabine elettriche di trasformazione ai livelli di utenza necessari.

Ogni gruppo può essere esercito ad isola indipendentemente dalle altre due.

La sottostazione elettrica è costituita da un doppio sistema di sbarre con interruttore congiuntore con isolamento in aria ed alla tensione nominale di 380 kV. La sottostazione nel suo complesso è costituita dall'insieme di apparecchiature alta tensione (sezionatori, interruttori, TA, TV, ecc.) ed ausiliarie che consentono di connettere elettricamente la Centrale Elettrica CTE/3 con la rete elettrica nazionale tramite un elettrodotto a 380 kV di proprietà EniPower Trasmissione. La stazione elettrica a 380kV è connessa con la rete a 150kV con un ATR da cui normalmente si alimentano le utenze di stabilimento. Ne consegue che tramite la sottostazione è possibile immettere sulla rete nazionale l'energia elettrica eccedente i consumi del sito multisocietario e, in casi eccezionali, di prelevare dalla stessa rete energia da immettere nella rete del sito; attraverso l'ATR, consentendo anche il possibile passaggio di energia dalla sezione a 150 kV a quella a 380 kV e viceversa.

Riepilogando la sottostazione è composta da:

- tre stalli 380 kV equipaggiati ciascuno con cavi AT aerei e con trasformatori 380/19/15,75 kV da 440/280/160 MVA (siglati TRM1 TRM2 TRM3) per la connessione con tre generatori delle turbine a gas e con i generatori delle turbine a vapore dei cicli combinati.
- Uno stallo 380 kV equipaggiato con cavi AT aereo per il collegamento con ATR 350/150/23kV
- Uno stallo per l'interruttore di parallelo tra le due sbarre
- Due stalli per la linea verso il GRTN

Il sistema di distribuzione interno alla centrale per l'alimentazione dei servizi ausiliari è articolato su più livelli.



- Il sistema di media tensione (6 kV) è alimentato direttamente da ciascun gruppo di generazione attraverso un trasformatore di unità ed è preposto ad alimentare direttamente le utenze di potenza superiore a 160 kW ed i trasformatori che alimentano il sistema di distribuzione primaria in bassa tensione. E' presente un'alimentazione di soccorso in caso di emergenza da parte di una rete di media tensione dello stabilimento.
- Il sistema di bassa tensione (400 V) è alimentato dai quadri di media tensione attraverso trasformatori M.T./b.t., ed è a sua volta articolato in un livello di distribuzione primaria (per l'alimentazione delle utenze di potenza superiore a 50 kW e dei sottoquadri) e in uno di distribuzione secondaria (per l'alimentazione delle utenze di potenza inferiore a 50 kW).

#### 4.1.5 Sistema di raffreddamento degli ausiliari

Il sistema dedicato al raffreddamento degli ausiliari d'impianto è dimensionato per raffreddare tutte le relative apparecchiature e macchinari, quali:

- Circuiti olio turbine a gas
- Circuiti olio turbine a vapore
- Circuiti olio generatori
- Supporti
- Ecc.

L'acqua di raffreddamento viene pompata per mezzo di opportune pompe di circolazione a tutti gli scambiatori di calore dei singoli macchinari di ogni unità a ciclo combinato.

#### 4.1.6 Impianto di acqua demineralizzata con resine a scambio ionico

L'acqua in alimento ai decantatori è quella proveniente dall'invaso del Cillarese, già chiarificata.

L'acqua decantata viene convogliata in una batteria di filtri a ghiaia, dove perde la torbidità residua, e quindi viene accumulata nelle vasche.

Quest'acqua, denominata acqua chiarificata, viene inviata in parte nella rete dello Stabilimento e in parte all'impianto di demineralizzazione.

L'acqua chiarificata proveniente dalle vasche di stoccaggio viene inviata nei filtri a resina cationici forti, indi passa nei filtri anionici deboli; all'uscita da questi ultimi l'acqua viene convogliata nei decarbonatori, in cui viene insufflata aria in controcorrente e da questi viene inviata nei filtri cationici forti e quindi negli anionici forti; infine attraversa i filtri a letto misto G e da questi inviata allo stoccaggio di acqua demineralizzata.

Lo stoccaggio d'acqua demineralizzata è composto da n°6 serbatoi da 600 m<sup>3</sup> cadauno, collegati tra loro.

#### 4.1.7 Impianto di acqua demineralizzata con processo a osmosi inversa

L'acqua di pozzo, a titolo cautelativo, viene inizialmente additivata con soluzione di ipoclorito sodico in soluzione, poi successivamente trasferita, a mezzo pompe, ad un sistema filtrante (n. 3 filtri contenenti pirolusite) per predisporla, in uscita, al successivo trattamento di abbattimento del cloro libero residuo attivo, mediante dosaggio controllato, in linea, di una soluzione acquosa di metabisolfito di sodio.



L'acqua, dopo ulteriore filtrazione attraverso filtri a cartucce (capacità di filtrazione fino a 5  $\mu\text{m}$ ), viene alimentata al gruppo di osmosi inversa ed, in uscita alimentata ad una torre di degasazione per allontanare la  $\text{CO}_2$  di eventuale composizione.

Dopo l'accumulo in un serbatoio polmone, viene trasferita, a mezzo delle pompe, ad un impianto a resine a scambio ionico per ottenere un'acqua caratterizzata da un valore di conducibilità inferiore al  $\mu\text{S}/\text{cm}$ .

Le resine cationiche ed anioniche di letti misti sono rigenerate rispettivamente con soluzioni di acido solforico e soda.

In seguito l'acqua demineralizzata è trasferita tramite rete dedicata alle utilities di stabilimento interessate al suo impiego.

#### 4.1.8 Impianto di acqua demineralizzata per dissalazione (DISL)

Una parte dell'acqua di mare prelevata dalla stazione di pompaggio viene alimentata all'impianto di dissalazione, del tipo multiflash a 42 stadi sotto vuoto, di proprietà e gestione EniPower S.p.A., per la produzione di acqua demineralizzata

L'acqua di mare fredda attraversa i tubi del condensatore degli stadi a dispersione di calore del dissalatore.

La maggior parte ritorna in mare, mentre una parte viene acidificata per prevenire la formazione di depositi, decarbonata, degasata e mandata nella camera di evaporazione rapida dell'ultimo stadio come reintegro.

La salamoia viene ricircolata in controcorrente dallo stadio a più bassa pressione attraverso i tubi degli stadi a recupero di calore.

Questa salamoia si preriscalda in ciascuno stadio condensando il vapore che si raccoglie nella sezione a recupero di calore dell'evaporatore.

Il resto del calore necessario è ottenuto da una sorgente esterna (vapore) nei riscaldatori della salamoia dove la temperatura viene elevata al livello massimo desiderabile.

La salamoia viene poi convogliata nel primo stadio a recupero di calore dove la pressione è mantenuta leggermente al di sotto della pressione di saturazione corrispondente alla temperatura della salamoia.

Questo provoca l'evaporazione rapida di una porzione della salamoia ed il raggiungimento di un equilibrio termico. Il resto della salamoia passa negli stadi successivamente inferiori dove il processo è ripetuto in sequenza.

Il vapore generato in ciascuno degli stadi si alza dalla superficie della salamoia e passa, attraverso adatti separatori di umidità, nella sezione di condensazione, dove cede calore alla salamoia ricircolante nei tubi.

Il condensato (acqua prodotta) gocciola dai tubi dentro l'apposita vasca di raccolta, da cui passa in cascata attraverso gli stadi a pressione successivamente inferiore.

Quest'ultima prodotta viene estratta in continuo dall'ultimo stadio a mezzo delle pompe e mandata nei filtri a resine a letto misto in cui è completamente demineralizzata.





L'acqua demineralizzata così prodotta, dopo ulteriore filtrazione su sistema filtrante a letto misto, viene inviata a vari impianti /servizi utenti tramite una rete di distribuzione dedicata.

Le resine anioniche e cationiche di detti letti misti sono rigenerate rispettivamente con soluzioni di NaOH e H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>.

All'ultimo stadio la salamoia evaporante, che è diventata fortemente concentrata, viene in parte spurgata e in parte riciclata all'evaporatore insieme all'acqua di mare di reintegro.

#### 4.1.9 Sistema antincendio

Il sistema antincendio dello Stabilimento è costituito da:

- gruppi di rilevazione fughe metano (stazione metano, regolatrici metano caldaia, valvole di blocco, stazione decompressione metano, cabinato, filtri, cabinati valvole di regolazione, cabinati) – quelli inseriti all'interno dei cabinati insonorizzanti delle turbine a gas generano blocco;
- gruppi di rilevazione fumo quelli inseriti nelle sale tecniche attivano sistemi automatici di spegnimento ad argonite;
- gruppi di rilevazione incendio con sensori termosensibiliche attivano impianti di spegnimento automatico con acqua;
- gruppi di rilevazione incendio con sensori termosensibili che attivano impianti di spegnimento automatico con CO<sub>2</sub>.

L'attivazione di tutti i sensori, di tipo ottico-acustico in sala controllo, è acquisita in sala controllo che è presidiata 24 ore su 24.

Tutti gli impianti vengono controllati periodicamente secondo quanto disposto dalla normativa vigente.

Sono altresì presenti impianti di spegnimento mobili (estintori) ed idranti collegati alla rete di stabilimento gestiti dai VV.F. della società BSG.

#### 4.1.10 Gruppo elettrogeno di emergenza

Il servizio di emergenza della centrale a ciclo combinato, al fine di garantire l'alimentazione ai servizi essenziali in fase di fermata e blocco, è assicurato da batterie in corrente continua da un generatore diesel di emergenza da circa 2.000 kWe.

Tali sistemi sono comunque a supporto dell'alimentazione di emergenza in media tensione (23 kV) fornita dalla rete locale di stabilimento.

#### 4.1.11 Attività manutentive

Per garantire l'efficienza e la sicurezza dei vari componenti della centrale oltre alla manutenzione corrente, effettuata con impianto in servizio, vengono eseguite manutenzioni programmate, che rientrano nella manutenzione ordinaria, ed eventualmente, se necessario, manutenzioni straordinarie.



## 5. PRINCIPALI FLUSSI DI MATERIA CORRELATI AL CICLO PRODUTTIVO

### 5.1. *Materie prime e modalità di approvvigionamento*

#### 5.1.1 Centrale Termoelettrica CTE/Nord

Le principali materie prime utilizzate nella CTE/Nord sono:

- Gas naturale, gas petrolchimico, olio combustibile BTZ (solamente nel caso in cui venga messa in marcia la caldaia B06), proveniente dall'esterno
- Vapore a 130 ate proveniente dall'impianto di cracking di Polimeri Europa.
- Acqua demi proveniente dall'impianto di trattamento acque
- Acqua di mare.

#### 5.1.2 Centrale a ciclo combinato CTE3

Le principali materie prime utilizzate nella centrale a ciclo combinato sono:

- Gas naturale, che arriva all'impianto attraverso la rete nazionale SNAM mediante metanodotto ai limiti di batteria;
- Gas petrolchimico, che proviene dall'impianto cracking della società coinsediata Polimeri Europa tramite un collettore dedicato;
- Acqua demineralizzata, proveniente dall'impianto di trattamento acque;
- Acqua demineralizzata, impiegata nel ciclo acqua/vapore, prodotta direttamente dall'acqua industriale mediante scambio ionico o dall'acqua di mare mediante dissalazione;
- Acqua potabile per i servizi, proveniente dallo Stabilimento.



## 5.2. *Materie ausiliarie e prodotti ausiliari*

Le altre materie prime, utilizzate nelle centrali e nelle attività ausiliarie, vengono stoccate direttamente presso gli impianti di produzione e in idonee arre di stoccaggio (cfr. Allegato B.22).

Per una descrizione dettagliata delle materie prime e dei prodotti ausiliari utilizzati nelle diverse fasi progettuali si rimanda alla scheda B della documentazione allegata alla Domanda di AIA, ed in particolare alla schede B.1.1..

Tali prodotti sono adeguatamente conservati ed il personale EniPower ha ricevuto un'esaustiva informazione e formazione relativamente alla loro corretta manipolazione, conservazione e utilizzo per la salvaguardia personale e ambientale.

A supporto dei processi produttivi delle centrali sono utilizzati gas tecnici delle seguenti tipologie:

- aria strumenti: aria essiccata utilizzata per l'azionamento organi di regolazione (ad esempio valvole per regolare la portata dei fluidi, il livello di serbatoi, la pressione nelle linee,...)
- aria servizi: aria compressa utilizzata per l'azionamento di utensili ad aria o per tutti gli usi richiedenti aria compressa di bassa qualità (soffiature, flussaggi di linee,...)
- azoto servizi: gas utilizzato nella bonifica di tubazioni o apparecchiature contenenti sostanze infiammabili
- idrogeno: gas per il raffreddamento degli alternatori collegati alle turbine della CTE/NORD.

## 5.3. *Prodotti e modalità di distribuzione*

### 5.3.1 Centrale Termoelettrica CTE/Nord

La centrale a ciclo combinato produce:

- Vapore, distribuito tramite collettori interni utilizzato dallo Stabilimento di Brindisi per i soli usi interni;
- Energia elettrica, distribuita tramite le linee elettriche sia alle utenze interne, a tensione di 13,2 e 0,38 kV, sia alla rete elettrica nazionale (150 kV).

### 5.3.2 Centrale a ciclo combinato CTE3

La centrale a ciclo combinato produce:

- Vapore, distribuito tramite collettori interni utilizzato dallo Stabilimento di Brindisi per i soli usi interni;
- Energia elettrica, che viene in parte distribuita alle utenze interne a tensione di 13.2, 6 e 0.38 kV e in parte esportata sulla rete elettrica nazionale tramite elettrodotto di collegamento a 380 kV tra la stazione elettrica di centrale e la Stazione elettrica di Pignicelle della Rete Nazionale ad alta tensione.



#### 5.4. Bilanci di materia tra i flussi in ingresso e uscita

I flussi correlati alle attività svolte presso lo Stabilimento EniPower di Brindisi sono rappresentati nell'Allegato A.25, che riporta sia lo schema a blocchi dell'impianto che il bilancio ambientale.

In Tabella 1 sono riportati i valori relativi ai consumi delle materie prime e le quantità dei prodotti riferiti all'anno 2007, indicando anche le modalità di trasporto e provenienza/destinazione.

Tabella 1: Consumi e produzione dello Stabilimento EniPower di Brindisi riferiti all'anno 2007

<b>MATERIE PRIME</b>			
Gas naturale	1.307.359	kSm <sup>3</sup>	Metanodotto (SNAM)
Gas petrolchimico	20.959.661	kg	Rete interna di distribuzione (Polimeri Europa)
Olio combustibile BTZ (0,3%<S<1%)	0	tep	-
<b>RISORSE IDRICHE (fonti di approvvigionamento)</b>			
Acqua di pozzo *	1.128.017	m <sup>3</sup>	Rete interna di distribuzione
Acqua demineralizzata	3.237.371	m <sup>3</sup>	Rete interna di distribuzione
Acqua di mare (raffreddamento)	312.180.000,18	m <sup>3</sup>	Rete interna di distribuzione
Acqua di mare (processo)	19.270.000	m <sup>3</sup>	Rete interna di distribuzione
<b>PRODOTTI</b>			
Vapore totale	1.473.935	MWh	Rete interna di distribuzione (stabilimento)
Energia elettrica	7.259.218	MWh	Rete interna di distribuzione e elettrodotto a 380 kW (Stabilimento e Rete elettrica Nazionale)

\* Comprende i quantitativi relativi all'acqua dei pozzi, all'acqua prelevata dal Cillarese, all'acqua proveniente dal TAF e l'acqua grezza)



## 6. INTERAZIONE CON L'AMBIENTE

### 6.1. Emissioni in atmosfera

All'interno dello Stabilimento di Brindisi sono presenti un certo numero di sorgenti di emissione in atmosfera.

Generalmente le sorgenti di emissione si possono suddividere in puntuali, fuggitive e diffuse. Nei paragrafi successivi si analizzano le tipologie di emissioni che si possono generare dalle attività svolte da EniPower all'interno dello Stabilimento di Brindisi.

#### 6.1.1 Emissioni puntuali

##### 6.1.1.1 Centrale termoelettrica CTE Nord

L'attuale assetto operativo della centrale termoelettrica CTE Nord non genera emissioni in atmosfera.

E' comunque presente la caldaia B06, che non è stata dismessa unicamente per garantire maggiore affidabilità al sistema di produzione ed erogazione dell'energia elettrica delle centrali Enipower: la caldaia B06 costituisce infatti la riserva fredda al fine di poter assicurare la fornitura di vapore agli impianti petrolchimici dello stabilimento in caso di fermate eccezionali dovuti a guasti dell'impianto a ciclo combinato o indisponibilità di gas combustibile dal metanodotto Snam.

Durante l'anno 2007 non è stata mai messa in marcia e pertanto il flusso di massa da tale punto di emissione è nullo.

Si riportano per completezza i dati caratteristici del camino e i limiti di emissione per tale punto, che sono indicati all'interno del Decreto Ministeriale del MICA del 21.06.2000.

ITEM	DESCRIZIONE/ GEOMETRIA	EMISSIONI GASSOSE		
		Parametro	Valori limite di concentrazione <sup>(1)</sup> (mg/Nm <sup>3</sup> )	Valori limite di flussi di massa (t/anno)
B06	Camino - diametro bocca: 3,9 m - Altezza: 60 m	SO <sub>2</sub>	1.700	24.000
		NO <sub>x</sub>	650	4.800
		Polveri	50	600
		CO	200	(2)

<sup>(1)</sup> I valori di emissione sono riferiti ad un tenore di ossigeno nei fumi in uscita pari al 3%.

<sup>(2)</sup> Limite non definito nel Decreto Ministeriale del MICA del 21.06.2000.



### 6.1.1.2 Centrale a Ciclo Combinato

Le emissioni puntuali da sorgenti localizzate della centrale a ciclo combinato sono quelle derivanti dai camini dei gruppi CC1, CC2 e CC3, autorizzate con Decreto n°003/2003 in data 02.04.2003, integrato successivamente dal MAP con Decreto n° 03/2005 RT del 09.02.2005.

Si riportano di seguito i dati relativi ai camini delle caldaie a recupero:

- tipo di emissione                      continua (per le ore di funzionamento dei cicli)
- tipo di bruciatore                    Dry Low NO<sub>x</sub>
- portata fumi (max)                    2.300 t/h
- Composizione fumi (% in volume)
  - CO<sub>2</sub>                                    3,9 %
  - N<sub>2</sub> + Ar                                75,3 %
  - O<sub>2</sub>                                        12,4 %
  - H<sub>2</sub>O                                      8,4 %
- Temperatura fumi                    100 °C
- Diametro camino                    6 m
- Altezza camino                        80 m

In Allegato B.20 sono riportati i punti di emissioni di EniPower con l'indicazione delle sigle.

Nella Tabella 2 si riepiloga il bilancio globale delle emissioni.

Tabella 2: Emissioni totali in aria dello Stabilimento EniPower

	SO <sub>2</sub> (t/a)	NO <sub>x</sub> (t/a)	CO (t/a)	Polveri (t/a)
Valori autorizzati a partire dal 01.01.2003 <sup>(3)</sup>	12.000	4.800	<sup>(4)</sup>	360
Valori emissioni dei tre gruppi della CTE3 (CC1, CC2 e CC3) stimati nel SIA <sup>(5)</sup>	-	2.645	1.592	-
Valori emissioni dei tre gruppi della CTE3 (CC1, CC2 e CC3) registrati nel 2007	-	1.138	18	-

Per una quantificazione delle emissioni puntuali provenienti dallo stabilimento si rimanda alle schede B6, B7.1 (emissioni convogliate relative all'anno 2007).

<sup>(3)</sup> In accordo al Decreto Ministeriale del MICA del 21.06.2000 che limita i flussi di massa delle emissioni.

<sup>(4)</sup> Limite non definito nel Decreto Ministeriale del MICA del 21.06.2000.



### 6.1.2 Emissioni fuggitive

Le emissioni fuggitive derivano dalle perdite evaporative non controllabili da organi di tenuta (valvole, flange, pompe, compressori, accoppiamenti flangiati...) nelle varie linee degli impianti in cui passa un fluido di processo.

Per quanto riguarda questa tipologia di emissione gli impianti sono stati realizzati con modalità impiantistiche tali da ritenere questo aspetto non significativo. Sono inoltre presenti dei dispositivi di rilevazione di eventuali perdite.

### 6.1.3 Emissioni diffuse

Le emissioni diffuse sono associate allo stoccaggio e movimentazione dei prodotti fluidi. Tali emissioni non sono convogliate e derivano da vasche, da serbatoi a tetto galleggiante, da organi di respiro dei serbatoi a tetto fisso, ecc.

Non sono presenti sorgenti di emissione diffusa correlate alle attività svolte da EniPower.





## 6.2. *Prelievi e scarichi idrici*

### 6.2.1 Prelievi idrici

L'approvvigionamento idrico dello Stabilimento petrolchimico di Brindisi avviene attraverso varie fonti, che sono di seguito elencate.

#### **Acqua di Mare**

L'acqua del mare viene prelevata tramite una stazione di pompaggio costituita da n. 2 canali di presa lunghi circa 650 m, da n. 9 vasche desabiatrici e da n. 10 filtri rotanti. A valle dei filtri rotanti è sistemata una batteria di elettropompe per il rilancio dell'acqua allo Stabilimento.

In particolare sono installate n. 2 pompe da 25.000 m<sup>3</sup>/h, n. 5 pompe da 12.500 m<sup>3</sup>/h e n. 1 pompa da 6.000 m<sup>3</sup>/h, che alimentano la rete alta pressione (3,5 Kg/cm<sup>2</sup>), n. 1 da 13.000 m<sup>3</sup>/h, n. 1 da 15.000 m<sup>3</sup>/h, n. 3 da 9.500 m<sup>3</sup>/h di cui n. 2 in corso di sostituzione con n. 2 pompe da 13.000 m<sup>3</sup>/h.

L'assetto della stazione di pompaggio può variare in funzione del fabbisogno idrico richiesto dai vari impianti/reparti/servizi presenti nello Stabilimento.

L'opere di presa è di proprietà e gestione Polimeri Europa S.p.A..

L'acqua del mare costituisce acqua ad uso industriale impiegata prevalentemente nei cicli di raffreddamento, con flusso di prelievo autorizzato di 130.000 m<sup>3</sup>/h.

L'acqua del mare viene utilizzata per:

- scambio termico nei circuiti di raffreddamento degli impianti produttivi presenti all'interno del Sito Petrolchimico che utilizzano acqua di mare per tale scopo;
- alimentazione della rete antincendio di Stabilimento;
- produzione di acqua demineralizzata, attraverso l'impianto di dissalazione (cfr. par. 4.1.8) di proprietà e gestione EniPower.

#### **Acqua dai pozzi a bassa salinità**

Dai pozzi ubicati in agro di Mesagne alle località Gonella e Torricella viene prelevata acqua a bassa salinità, impiegata per i seguenti usi:

- tal quale come acqua "grezza industriale"
- in alimento all'impianto ad osmosi inversa, di proprietà e gestione EniPower (cfr. par. 4.1.7), per la produzione di acqua demineralizzata.

#### **Consorzio SISRI – Bacino Cillarese**

L'acqua del Bacino Cillarese, fornita dal SISRI di Brindisi, è utilizzata:

- tal quale, come acqua "grezza industriale";
- in alimento all'impianto a resine a scambio ionico, di proprietà e gestione EniPower (cfr. par. 4.1.6) per la produzione di acqua demineralizzata. L'acqua, una volta trattata, viene trasferita, quale acqua demineralizzata, al serbatoio di stoccaggio prima dell'invio, con rete dedicata, ai vari impianti /servizi utenti.



## **AQP S.p.A.**

La fornitura dell'acqua destinata al consumo umano è a cura di AQP S.p.A.; l'acqua, attraverso la rete interna, viene distribuita a tutte le utenze di Stabilimento per uso civile.

## **Bacino denominato "Bacino Fiume Grande"**

All'esterno dello Stabilimento Petrolchimico è presente un bacino, denominato Bacino "Fiume Grande", che raccoglie le acque di piena del limitrofo canale, denominato canale "Fiume Grande". Dette acque sono trasferite, quale risorsa idrica di riserva, in un bacino interno allo stabilimento di capacità pari a 800.000 m<sup>3</sup>.

La risorsa viene utilizzata, tal quale, come acqua grezza industriale.

## **Pozzi di stabilimento**

L'acqua di falda è prelevata dai pozzi ubicati all'interno dello Stabilimento ed è inviata all'impianto di trattamento, denominato impianto TAF, per le operazioni di recupero, autorizzate dalla Provincia di Brindisi, ai sensi degli art. 27 e 28 del D.Lgs. n. 22/97 e s.m.i. con Provvedimento n. 1394 del 15/12/05.

Le quantità di acqua prelevate da EniPower e le fonti di approvvigionamento sono riportati nella Scheda B.2.1.



## 6.2.2 Scarichi idrici

### 6.2.2.1 Descrizione degli scarichi presenti nello Stabilimento di Brindisi

Nello Stabilimento Petrolchimico di Brindisi si possono distinguere le seguenti tipologie di acque reflue (confluenti in differenti tipologie di fogne) che, in funzione delle loro caratteristiche chimico-fisiche, possono subire o meno trattamento prima dello scarico a mare:

- **Acque di raffreddamento:** acque provenienti dai circuiti di raffreddamento degli impianti di produzione
- **Acque reflue industriali:** acque oleose, di processo, acque piovane e antincendio provenienti da aree di produzione, servizi e parchi stoccaggi ubicati all'interno dello Stabilimento, ossia da aree produttive potenzialmente contaminate dalle sostanze in lavorazione;
- **Acque reflue domestiche:** acque reflue provenienti dai servizi igienici e delle utenze civili;
- **Acque meteoriche di dilavamento:** acque provenienti da strade, piazzali ed aree non interessate da attività di produzione, che interessano una superficie > 2000 mq, raccolte da rete dedicata anche alle acque di raffreddamento e per le stesse è previsto trattamento di grigliatura e di sabbiatura.

Le *acque reflue industriali* e *domestiche* sono trattate dall'impianto biologico, di proprietà e gestione Polimeri Europa, mentre le *acque di raffreddamento* e le *acque meteoriche di dilavamento* sono convogliate in pozzetti di raccolta che, per sfioro, recapitano in rete, separata da quelle delle acque reflue industriali e domestiche, con convogliamento al punto previsto per lo scarico.

Il corpo idrico recettore è il mare attraverso n. 4 punti finali di scarico, di seguito elencati:

- **Scarico n.1 - Policentrica Ovest:** in essa confluiscono le *acque di raffreddamento* e *meteoriche di dilavamento* provenienti da impianti di produzione e/o servizi di proprietà *Polimeri Europa, Chemgas e Basell Brindisi*;
- **Scarico n.2 - Policentrica Est :** in essa confluiscono le *acque in uscita dall'impianto di trattamento biologico* (di proprietà e gestione Polimeri Europa) e le *acque di raffreddamento* e *meteoriche di dilavamento* provenienti da impianti di produzione e/o servizi di proprietà *Polimeri Europa* ed **EniPower**;
- **Scarico n.3 - Policentrica Sud:** in essa confluiscono le *acque di raffreddamento* e *meteoriche di dilavamento* provenienti da impianti di produzione e/o servizi di proprietà **EniPower**, *Polimeri Europa* e *Syndial*;
- **Scarico n.10 - Policentrica Nord-Est:** in essa confluiscono le *acque di raffreddamento* e *meteoriche di dilavamento* provenienti da impianti di produzione e/o servizi di proprietà *Polimeri Europa*.

In Allegato B21 è riportata la planimetria delle reti fognarie di stabilimento.

In particolare gli scarichi di EniPower afferiscono allo Scarico n. 2 –Policentrica Est e allo scarico n. 3 – Policentrica Sud.



#### 6.2.2.2 Scarichi idrici afferenti alle attività svolte da EniPower

Il processo di produzione di energia elettrica e vapore tramite cicli combinati ha un ridotto impatto sugli scarichi idrici che derivano da:

- Utilizzo acqua mare di raffreddamento dei condensatori;
- Svuotamento di apparecchiature contenenti acqua demineralizzata;
- Spurghi delle torre di raffreddamento;
- Pulizia di piazzali;
- Piogge.

L'acqua mare viene inviata direttamente nella rete delle acque di raffreddamento e da queste dopo il passaggio nelle policentriche in mare, separata mentre dagli scarichi di processo; l'impatto ambientale è costituito dalla temperatura. Il monitoraggio della temperatura di scarico viene fatta con termocoppie, posizionate sui 10 pozzetti di raccolta e sulle tubazioni di scarico dei condensatori, il cui valore è trasmesso alla sala controllo

Gli scarichi di tutte le altre tipologie di acqua sono raccolti nella fognatura interna di Stabilimento e quindi collettati nella rete delle acque reflue del sito multisocietario tramite 3 pozzetti. Le acque reflue di processo sono poi convogliate all'impianto di trattamento fisico - chimico di proprietà Polimeri Europa e da qui sono inviate alla policentrica EST.

In particolare la rete interna ENIPOWER relativa alle acque reflue di raffreddamento si colletta invece alla rete di stabilimento attraverso 10 pozzetti fiscali così denominati: DIFL/2, CTE1/1, CTE1/2, CTE1/3 (che confluiscono alla policentrica EST), CTE1/1(stramazzo), DIFL/1, CTE3/1, CTE3/2, CTE3/3, CTE3/4 (che confluiscono alla policentrica OVEST)

Con Determina Dirigenziale n. 562 del 03.05.2007 la Provincia ha autorizzato lo scarico nei punti sopra citati e il conferimento delle acque reflue industriali all'impianto di depurazione di proprietà e gestione di Polimeri Europa.

Si riporta in l'ubicazione dei pozzetti fiscali relativi agli scarichi delle acque di raffreddamento e delle acque meteoriche di dilavamento afferenti a Enipower.

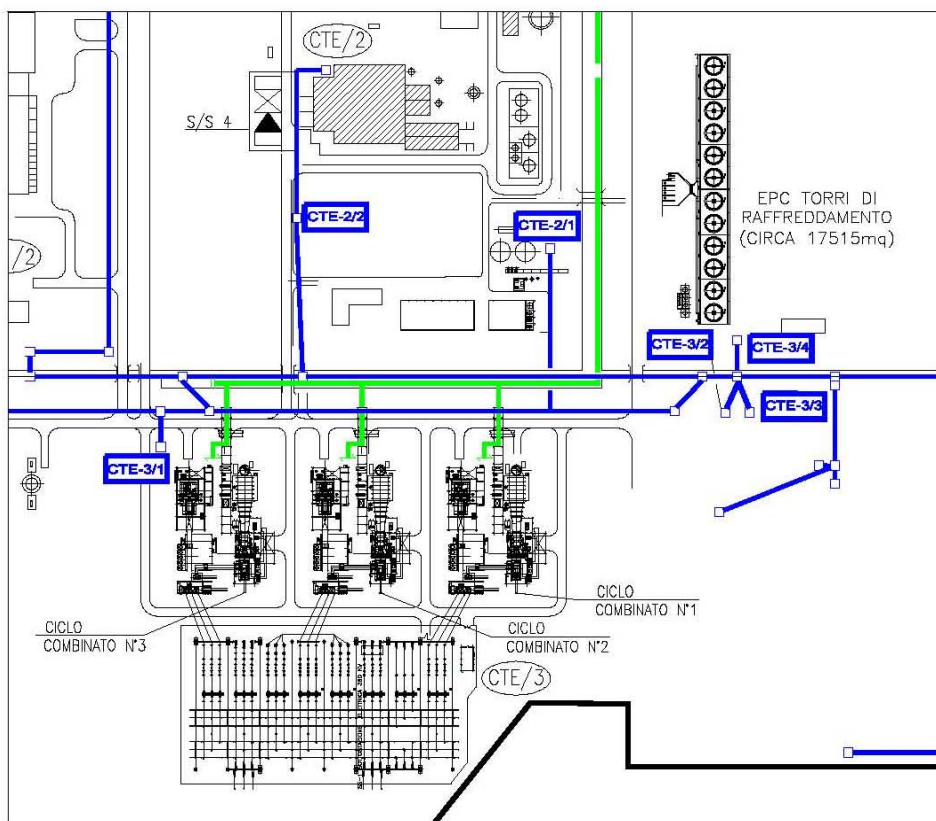
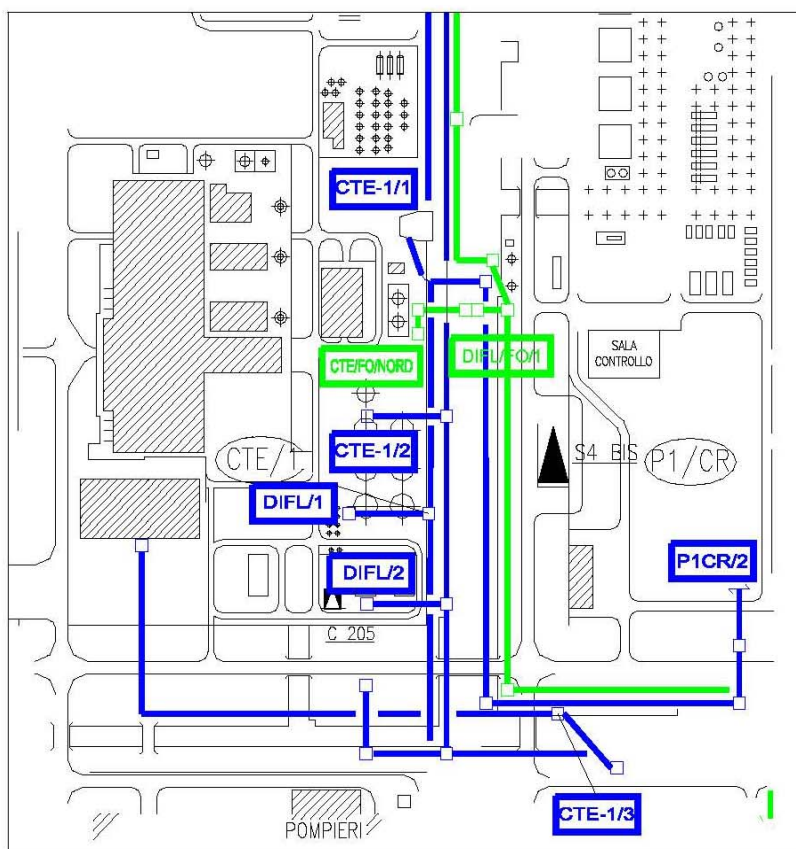


Figura 6: Pozzetti fiscali dove confluiscono le acque di raffreddamento e le acque meteoritiche di dilavamento delle aree EniPower.



### 6.3. Rifiuti

Le attività svolte da EniPower producono varie tipologie di rifiuti.

La quantità e tipologia di rifiuti prodotti non è un dato costante con gli anni in quanto è correlata sia alle produzioni che agli interventi di bonifica, pulizia, manutenzione periodica,...

I rifiuti generati dalle attività produttive svolte da EniPower all'interno dello Stabilimento di Brindisi sono:

- rifiuti RSUA (rifiuti solidi urbani e assimilabili)
- rifiuti speciali pericolosi e rifiuti speciali non pericolosi
- materiale a recupero.

I rifiuti speciali e speciali pericolosi sono costituiti da residui vari di manutenzione degli impianti di produzione o ad essi correlati.

Nel 2007 la produzione di rifiuti legata alle produzioni e ai servizi della centrale termoelettrica e di quella a ciclo combinato è stata di 26 t di rifiuti pericolosi e di 307 t di rifiuti non pericolosi.

In particolare si riporta in Tabella 3 la suddivisione dei rifiuti prodotti dalle attività produttive.

Tabella 3: Rifiuti prodotti dalle attività produttive svolte da EniPower riferiti all'anno 2007

<b>RIFIUTI PERICOLOSI</b>	<b>26</b>	<b>tonnellate</b>
Rifiuti speciali pericolosi destinati a discarica/smaltimento	10	tonnellate
- di cui avviati a discarica	10	tonnellate
Rifiuti speciali pericolosi a recupero	16	tonnellate
<b>RIFIUTI NON PERICOLOSI</b>	<b>307</b>	<b>tonnellate</b>
Rifiuti speciali non pericolosi destinati a discarica/smaltimento	272	tonnellate
- di cui avviati a discarica	272	tonnellate
Rifiuti speciali non pericolosi a recupero	35	tonnellate

Sono inoltre stati prodotti nell'anno 2007 rifiuti RSUA per un quantitativo circa pari a 42 t.

Relativamente alle attività di bonifica dei terreni (cfr. Allegato A.26), che sono allo stato attuale ancora in corso, si ha una produzione di terre e rocce da scavo che per l'anno 2007 si è attestata sui quantitativi riportati in Tabella 4.

Tabella 4: Rifiuti prodotti dalle attività di bonifica dei terreni svolta da EniPower (riferiti all'anno 2007)

<b>Attività di bonifica dei terreni</b>		
Rifiuti pericolosi	2.651	tonnellate
Rifiuti non pericolosi	159.379	tonnellate



Tali rifiuti sono strettamente correlati alla bonifica e pertanto non sono rappresentativi della produzione dei rifiuti prodotti dalle attività IPPC e dalle attività tecnicamente connesse.

Tutti i rifiuti prodotti da Enipower sono gestiti e smaltiti secondo specifiche procedure (cfr. Allegato B.25 e D.9) e vengono rigorosamente controllati e monitorati sia durante il trasporto che durante lo smaltimento finale.

I rifiuti sono comunque affidati ad aziende specializzate e in possesso di specifiche autorizzazioni.

EniPower gestisce inoltre dei depositi temporanei in cui sono raggruppati i rifiuti già confezionati ed in attesa della spedizione per lo smaltimento. Tali depositi sono coperti, recintati, chiusi e dotati di pavimentazione impermeabile e cordolata per il convogliamento di eventuali sversamenti in appositi pozzetti chiusi ed a tenuta per la loro raccolta e recupero.





#### **6.4. Rumore**

Per una descrizione dettagliata degli effetti sul comparto ambientale Rumore indotti dalla presenza degli impianti EniPower si rimanda all'Allegato B.24.



### **6.5. Suolo e sottosuolo**

Relativamente a tale aspetto, nel sito EniPower , non esistono attività che diano luogo a valori significativi. E' stato eseguito un piano di caratterizzazione dei suoli secondo i disposti dell'art.9 del D.Lgs. 471/99 ed è inoltre stata conclusa la bonifica dei suoli risultati inquinati.

I dettagli relativi al piano di caratterizzazione del Sito e al progetto di bonifica dei terreni sono riportati in Allegato A.26-01.



## 7. CONDIZIONI DI MARCIA, AVVIAMENTO, TRANSITORIO E BLOCCHI TEMPORANEI DI IMPIANTO

### ASSETTI DI MARCIA

Gli assetti di marcia dei gruppi di generazione sono elaborati in funzione di diverse esigenze quali, in particolare, richieste del mercato elettrico, soddisfacimento delle esigenze del sito multisocietario, interventi di manutenzione programmata.

Di norma si tiene un assetto con tre gruppi di generazione in funzione ed uno in riserva fredda o in manutenzione come meglio specificato di seguito.

### PROGRAMMI MANUTENTIVI

Tutti i gruppi sono oggetto di manutenzioni programmate secondo calendari elaborati dai costruttori delle apparecchiature. Facendo riferimento alle apparecchiature principali le fermate per manutenzioni hanno la seguente durata:

- CC1 - ogni anno 15 giorni; ogni 3 anni 22 giorni; ogni 6 anni 37 giorni;
- CC2 - ogni anno 15 giorni; ogni 3 anni 22 giorni; ogni 6 anni 37 giorni;
- CC3 - ogni anno 15 giorni; ogni 3 anni 22 giorni; ogni 6 anni 37 giorni;
- T1, T2, T3 vengono fatti interventi opportunistici in base alla disponibilità di vapore dall'impianto di cracking
- B06 – vengono fatti interventi opportunistici durante le ore di riserva fredda.

In base a quanto sopra, spalmando le fermate in un periodo di 6 anni, e considerando anche le accidentalità secondo statistiche di riferimento si può affermare che il CC1, CC2 e CC3 marciano circa 8.000 ore/anno.

#### **7.1. Avviamento dei cicli combinati**

Le operazioni di avviamento del ciclo combinato prevedono 3 macro attività:

- preparazione caldaia (riempimento corpi cilindrici),
- predisposizione di vuoto al condensatore,
- start TG.

Attivato lo start TG, il sistema di controllo verifica tutti i permessi di avviamento e dà luogo alla sequenza.

Il dispositivo di avviamento (avviatore statico) accelera il rotore e durante questa viene effettuato il purging caldaia; terminato il purging la turbina a gas viene portata a circa 500 giri/minuto, a questa velocità viene aperta la valvola immissione gas naturale.

Il dispositivo di avviamento viene spento a circa 2100 giri/minuto e la turbina a gas continua ad accelerare fino a raggiungere la velocità nominale.

L'unità viene sincronizzata (3000 giri/1') ed il carico raggiunge il suo valore nominale secondo il punto di set point ed il gradiente selezionato.

Durante la presa di carico avviene l'operazione di switch da modo diffusione a modo premix.



In Figura 7 viene riportata la curva relativa alle principali grandezze caratteristiche della macchina (temp. dei gas all'uscita turbina e portata fumi) in funzione del numero di giri.

Tutti questi valori sono normalizzati rispetto ai valori di riferimento alle condizioni di base load.

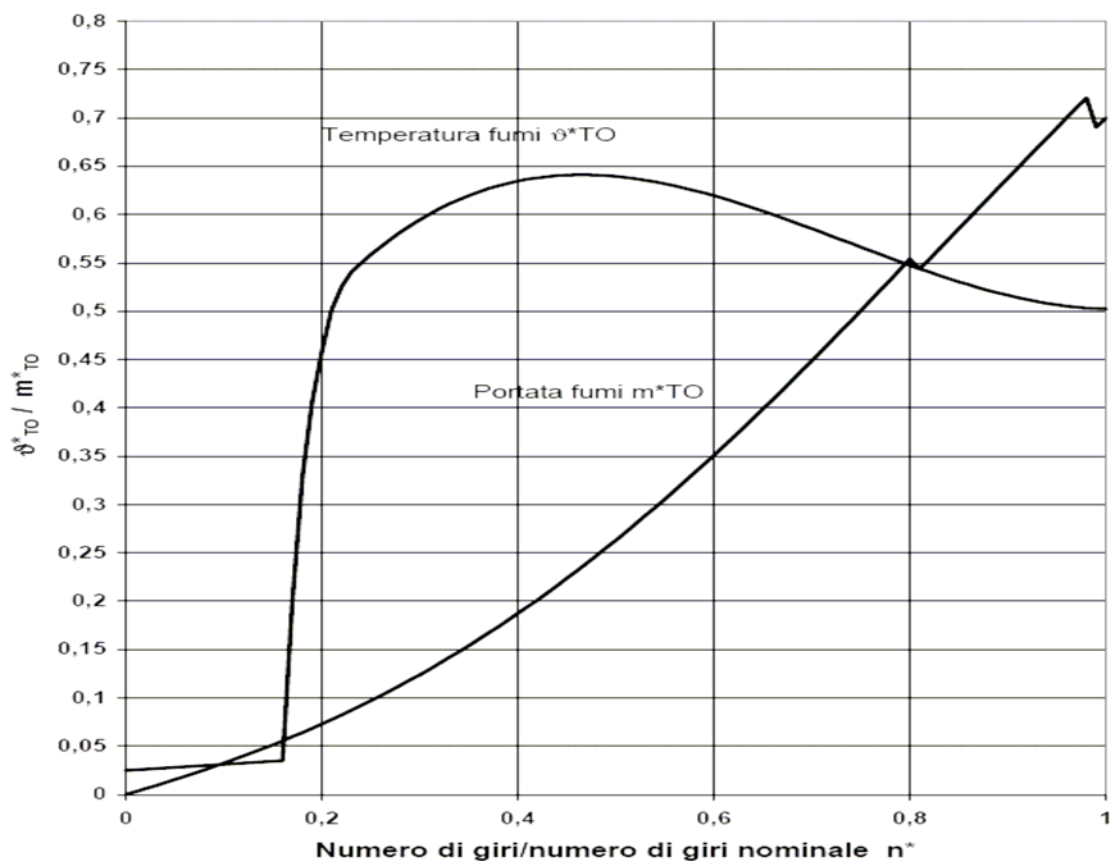


Figura 7: Curva delle principali grandezze caratteristiche della macchina in funzione del numero di giri.

Nel grafico di Figura 8 viene presentata la curva relativa alle grandezze caratteristiche termodinamiche (portata combustibile; portata fumi; temperatura fumi; efficienza ai morsetti del generatore) in funzione del carico.

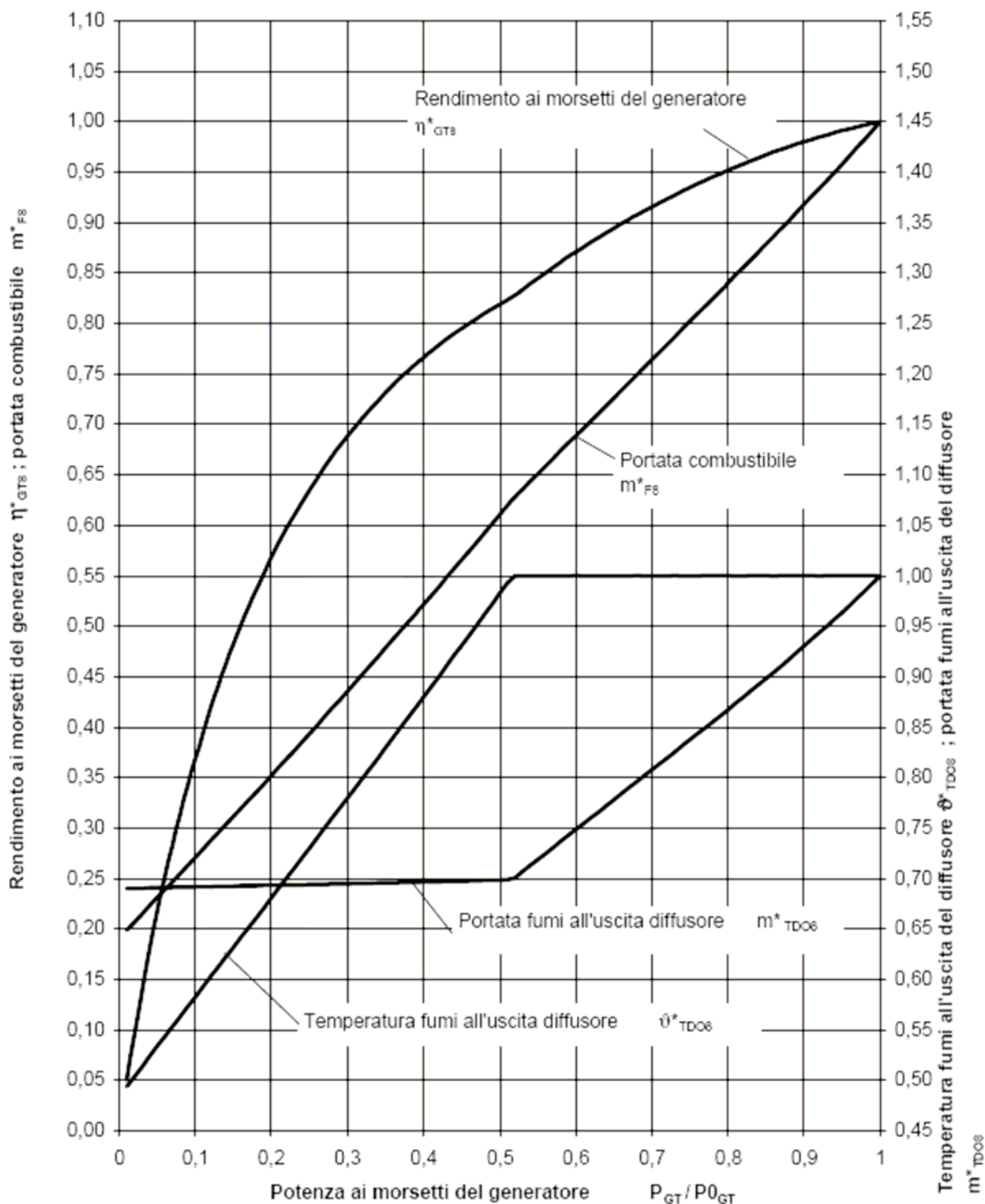


Figura 8: Curva grandezze caratteristiche termodinamiche in funzione del carico

Nella tabella riportata di seguito sono riassunti i carichi ed i consumi a carico base in condizioni ISO.



Potenza turbina a gas	266,41	MW
Potenza turbina a vapore (full condensig)	127,1	MW
Consumo metano	685643	kJ/sec
Portata fumi esausti	659	kg/sec
Temperatura gas esausti	578,2	°C

Durante la presa di carico del TG, il vapore prodotto dal GVR viene inviato al condensatore tramite il by-pass; quando le condizioni di temperatura del vapore prodotto sono a specifica (maggiore di 300 °C) si esegue l'avviamento del TV.

I parametri emissivi NO<sub>x</sub> e CO, durante la fase di presa carico tendono a ridursi velocemente; nello specifico a carichi superiori al minimo tecnico (160 MW per il TG1 e 180 MW ca per TG2 e TG3) risultano generalmente ben al di sotto della soglia ammissibile (50 e 30 mg/Nmc rispettivamente).

Durante la normale marcia, al fine di garantire un ampio margine di sicurezza nel rispetto dei limiti di emissione, la CTE ha fissato delle soglie più basse, il cui superamento causa l'attivazione di un allarme ed il conseguente intervento immediato del Capo Turno.

Parametro	U.M.	Soglia di riferimento (CTE)
CO	mg/Nm <sup>3</sup>	25
NO <sub>x</sub> (espressi come NO <sub>2</sub> )	mg/Nm <sup>3</sup>	45
NO <sub>x</sub> (espressi come NO <sub>2</sub> )	mg/Nm <sup>3</sup>	40
Umidità relativa dell'aria	%	45

## 7.2. Marcia al di sotto del minimo tecnico

Al fine di garantire l'alimentazione al petrolchimico, solo in particolari condizioni gli impianti possono essere gestiti al di sotto del minimo tecnico per il tempo strettamente necessario.

## 7.3. Condizioni di marcia e fermate programmate

L'impianto è esercito in continuo fino ad un massimo di 8.640 ore/anno.

Gli assetti di marcia dei gruppi di generazione sono elaborati in funzione di diverse esigenze quali, in particolare, richieste del mercato elettrico, soddisfacimento delle esigenze del sito multisocietario, interventi di manutenzione programmata.

Sono previste sia fermate programmate per la manutenzione ordinaria, durante le quali viene effettuata una manutenzione generale delle apparecchiature e del piping e/o una manutenzione specifica di alcune apparecchiature, che sia fermate per la manutenzione straordinaria..

Le fermate sono calcolate su media esentale, tenendo conto di un ciclo completo di manutenzione che è di 6 anni, alcuni interventi manutentivi, infatti, sono svolti ogni anno, altri ogni 3 ed altri ogni 6 anni di esercizio dei gruppi, con conseguente diversa indisponibilità dei gruppi.



#### 7.4. *Comportamento degli impianti in caso di malfunzionamento*

In caso di indisponibilità parziale o totale delle reti di servizio, si verifica l'attivazione dei piani di emergenza interni dei reparti e del piano di emergenza di Stabilimento.

Se l'indisponibilità è parziale, gli impianti rimangono in marcia regolare a carico ridotto e/o vengono effettuate le manovre previste dai manuali operativi per garantire la sicurezza di tale assetto di marcia, assicurando anche la qualità dei prodotti.

Se la mancanza dei servizi è totale, invece, gli impianti si fermano completamente ed assumono (in modo automatico per quel che concerne i parametri fondamentali) un assetto tale da non pregiudicare la sicurezza dell'installazione.

Le manovre da effettuare sono descritte nei manuali operativi di reparto.

Il personale risulta ampiamente formato e informato circa la gestione dell'impianto nelle situazioni di emergenza.

In particolare nel caso di indisponibilità di vari servizi il personale si comporta secondo quanto previsto dalle procedure di seguito elencate.

Carenze/mancanze	Procedura
Energia elettrica e vapore tecnologico	BR-SGSI-04/03 (Rev. 1 del 26/09/2007)
Metano Snam	BR-SGSI-06/05 (Emissione: 23/05/2005)
Vapore	BRIN.PDEE.IS-03 (Rev. 0 del 11/06/2007)
Azoto	BR-SGSI 07/06 (Rev. 3 del 18/01/2007)
Acqua demineralizzata	SIPA BR-058 (Emissione: 13/02/2001)



## 8. DISSERVIZI ANNO 2007

Si elencano nel seguito i blocchi temporanei non programmati che si sono avuti nell'ultimo anno (anno 2007).

<i>GRUPPO</i>	<i>Data</i>	<i>Descrizione evento</i>
CC1	05-gen	TV in blocco per apertura intempestiva congiuntore su sbarre 380 kV e conseguente intervento della logica IARE.
	13-apr	CC in blocco per alta accelerazione (anomalia su rilievo temperatura aspirazione compressore).
	14-apr	Fermata del gruppo per forte perdita da passo d'uomo corpo cilindrico AP lato est.
	17-apr	TG in blocco per alte vibrazioni cuscinetto TG (misura fittizia)
	29-lug	Blocco del gruppo per intervento intempestivo accelerazione in camera di combustione; durante il riavviamento è stato registrato un ulteriore blocco per intervento intempestivo protezione di antipompaggio (presso stati starati);
	31-lug	Blocco del gruppo per intervento intempestivo accelerazione in camera di combustione; il gruppo rimane fermo per sostituzione accelerometri.
	02-ago	blocco Tg per intervento intempestivo alte vibrazioni assolute;
	18-ago	Blocco del gruppo per intervento intempestivo accelerazione in camera di combustione;

<i>GRUPPO</i>	<i>Data</i>	<i>Descrizione evento</i>
CC2	22-feb	Blocco CC per alta accelerazione in camera di combustione durante le prove di commissioning da parte di Ansaldo.
	06-apr	CC in blocco per alta accelerazione in camera di combustione (11g) dovuta ad un malfunzionamento logica su valvola regolatrice off gas (calorimetri andati fuori servizio e vlv in apertura totale in quanto il valore della densità si era azzerato).
	26-ott	Blocco TG per accelerazione in camera di combustione;
	07-nov	Blocco TG per anomalia Simadyn;
	29-nov	Blocco TG per alta accelerazione;

<i>GRUPPO</i>	<i>Data</i>	<i>Descrizione evento</i>
CC3	12-feb	Blocco CC per alta accelerazione in camera di combustione (cambio bruciatori e problemi sulla regolazione combustione); durante la fermata si evidenziava una perdita in caldaia (drenaggio centrale RH);
	25-feb	Blocco TG per alta vibrazione assoluta cuscinetto TG.
	18-mar	Blocco CC per intervento intempestivo protezione di alta vibrazione su cuscinetto TG.
	06-apr	TV in blocco e TG in isola con lo Stabilimento per apertura linea 380 kV.
	12-mag	Tg in blocco durante il commissioning Off gas da parte di Ansaldo
	29-lug	Blocco turbina a vapore per anomalia su valvola di blocco
	31-ago	Blocco del gruppo per intervento intempestivo sensori di velocità
	04-set	Fermata TV per perdita di olio comando da un raccordo linea





## 9. PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI E GESTIONE DELLE EMERGENZE

Per le attività, i processi, i materiali e le sostanze utilizzate nell'impianto l'emergenza maggiormente significativa riscontrabile è la possibilità di incendio.

L'impianto dispone del Certificato di Prevenzione Incendi, pratica n. 15005 (CFR. Allegato A.22).

Allo scopo di fronteggiare tale eventuale emergenza è stato redatto uno specifico Piano di emergenza incendio e per poter mettere subito in atto un primo intervento contro l'emergenza incendio sono state istituite le squadre antincendio composte da personale di conduzione in turno in quanto la loro presenza in Centrale è assicurata permanentemente, 24 ore al giorno per tutti i giorni dell'anno.

Tutti i lavoratori incaricati all'attuazione delle misure di prevenzione incendi e lotta antincendio, di salvataggio, di primo soccorso e di gestione dell'emergenza, hanno sostenuto un esame presso i Vigili del Fuoco per il conseguimento di un attestato di idoneità tecnica come previsto dal D.M. 10/03/98 art. 6.

Tale personale viene inoltre regolarmente formato e informato secondo quanto previsto dalle normative vigenti; vengono altresì effettuate periodicamente simulazioni per la gestione delle emergenze secondo quanto previsto dal piano di emergenza.

Le attività svolte all'interno degli impianti, con particolare riferimento a quelle che possono avere un impatto sulla sicurezza, sono inoltre procedurate e regolate attraverso i Permessi di Lavoro.

Anche il personale di Terzi che svolge attività per conto di EniPower all'interno dello Stabilimento di Brindisi è ampiamente formato ed informato riguardo i rischi presenti sull'impianto ivi compresi quelli che possono avere impatto sull'ambiente.

L'autorizzazione ad operare viene rilasciata all'Appaltatore solo dopo l'esibizione del Piano Operativo di Sicurezza.

In occasione di attività rilevanti e/o con presenza contemporanea di più ditte sul cantiere vengono valutati i rischi derivanti alle interferenze al fine di eliminare le stesse.