

## 6. LA DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO

### 6.1. *Introduzione*

Il piano di intervento prevede la sostituzione degli impianti più obsoleti della CTE EniPower con un Ciclo Combinato che utilizza due turbine a gas di ultima generazione, in grado di raggiungere valori più ridotti di emissione di inquinanti e migliore efficienza termodinamica. Con il vapore prodotto dalle nuove caldaie a recupero sarà possibile la dismissione di due caldaie e una turbina a vapore della centrale EniPower esistente.

La fornitura di vapore alla Raffineria consente di classificare il nuovo impianto come cogenerativo ai sensi della delibera n. 42/02 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

La centrale fornirà alla Raffineria vapore alle seguenti condizioni:

#### VAPORE DI MEDIA PRESSIONE

Portata (media / massima): 94,20 t/h / 110,00 t/h

Pressione : 14,8 bara

Temperatura 322°C

#### VAPORE DI BASSA PRESSIONE

Portata (media / massima): 38,80 t/h / 60,00 t/h

Pressione: 4,5 bara

Temperatura 235°C

La Raffineria richiede anche vapore di alta pressione che viene fornito, nel nuovo assetto di impianto, dalla caldaia a recupero della turbina a gas esistente che rimane in esercizio e che può essere derivato, come back up, anche dal nuovo ciclo combinato per garantire una maggiore affidabilità di fornitura.

#### VAPORE DI ALTA PRESSIONE

Portata (media / massima): 0,00 t/h / 40,00 t/h

Pressione: 60,0 bara

Temperatura: 475°C

La Centrale EniPower restituirà al ciclo combinato acqua demineralizzata fornita da un parziale recupero di condense di Raffineria ed un'integrazione di acqua dissalata proveniente dal riutilizzo di parte delle acque reflue trattate dalla Raffineria attraverso l'impianto definito "Water Reuse" per compensare le perdite del ciclo termico e le perdite di processo.

Per quanto riguarda la configurazione futura della centrale EniPower all'interno della Raffineria di Taranto, con l'entrata in esercizio del nuovo ciclo combinato da 240 MWe verranno mantenute in marcia la turbina a gas TG7501-G5 da 39,0 MWe, la quale consente di utilizzare i gas di Raffineria, le turbine a vapore TG1-P7515A e TG2-P7515B miste a spillamenti e condensazione e la turbina a vapore TG4-P7515D a contropressione.

La caldaia F-7502 verrà mantenuta come riserva ed esercita solo in caso di fermata del TG7501-G5 o del ciclo combinato da 240 MWe.

La turbina a gas TG7501-G5 e la caldaia F-7502 saranno alimentate a Gas di Raffineria e Gas Naturale. Verranno dismesse le caldaie F-7501B e F7501C e la turbina a vapore TG3-P7515C.

Il nuovo impianto da realizzare consiste essenzialmente in una centrale a ciclo combinato basata su due turbine a gas alimentate a gas naturale, ciascuna da circa 75 MWe ed una turbina a vapore da circa 90 MWe ad estrazione e condensazione.

Il raffreddamento del condensatore della turbina a vapore verrà realizzato mediante un sistema a torri di raffreddamento di tipo ibrido ad umido/secco che sarà dedicato alla Centrale e servirà inoltre un circuito secondario per il raffreddamento degli ausiliari.

L'impianto di cogenerazione utilizzerà gas naturale, prelevato dalla rete nazionale, previa realizzazione di un nuovo gasdotto che è in corso di autorizzazione da parte di Snam Rete Gas, una stazione di misura fiscale della portata verrà installata entro l'area dello Stabilimento. Il collettore di alimentazione dalla rete gas è di 1a Specie sufficiente a garantire la minima pressione di alimentazione necessaria per le turbine a gas.

L'energia elettrica non utilizzata dal sito produttivo sarà immessa a 150 kV su una nuova linea di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale.

Il progetto intende sfruttare tutte le possibili sinergie con i servizi e sistemi ausiliari già esistenti in Stabilimento, minimizzando le opere accessorie connesse alla sua realizzazione.

I principali interventi accessori al nuovo impianto sono i seguenti:

- esecuzione delle connessioni dei servizi con la Raffineria Eni R&M/Centrale EniPower;
- modifiche agli impianti esistenti, quali l'ottimizzazione del sistema di abbattimento NO<sub>x</sub> sulla turbina a gas TG7501-G5 da 39 MWe;
- realizzazione di un elettrodotto di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale;
- connessione della linea di metano in alta pressione alla stazione di riduzione della nuova centrale al nuovo collettore che attualmente è in corso di realizzazione da parte di Snam Rete Gas.

## **6.2. *Analisi delle alternative tecnologiche***

### **6.2.1. *Impianto di Cogenerazione***

I vantaggi associati alla produzione di energia elettrica in ciclo combinato (CCGT, Combined Cycle Gas Turbine) mediante l'impiego di turbine a gas, si basano sulle seguenti considerazioni:

1. beneficio ambientale dovuto alla razionalizzazione del ciclo produttivo dello Stabilimento ottenuta ottimizzando la generazione di vapore ed energia elettrica;
2. possibilità di sfruttare le sinergie dei servizi di stabilimento esistenti integrando il nuovo impianto con lo stabilimento;
3. validità tecnico-economica dei sistemi di conversione dell'energia a ciclo combinato gas-vapore per la produzione di energia elettrica.

Le caratteristiche che in particolare rendono vantaggiosi i cicli combinati nella produzione di energia elettrica sono le seguenti:

- alta efficienza
- facilità di installazione
- facilità di manutenzione
- alta disponibilità ed affidabilità
- brevi periodi di costruzione

Di particolare interesse è inoltre il minimo impatto ambientale dei cicli combinati nei confronti di altre tecnologie per la produzione di energia termoelettrica, dovuto in primo luogo alla possibilità di ottenere basse concentrazioni di inquinanti nei fumi prodotti dalla combustione del metano (combustibile a basso impatto ambientale), in turbine a gas di ultima generazione e in secondo luogo, grazie all'elevato rendimento di conversione dell'energia che consente di mantenere bassi i consumi specifici di combustibile e, di conseguenza il volume dei prodotti di combustione globalmente emessi in atmosfera a parità di produzione.

La taglia prevista per la nuova centrale trova la sua giustificazione nel fatto che si è cercato di massimizzare il rendimento e rispettare i seguenti criteri:

- produrre un risanamento ambientale sostituendo parte degli impianti esistenti;
- realizzare un impianto cogenerativo ai sensi della delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas n. 42/02, contribuendo pertanto al risparmio energetico;
- garantire una affidabilità nelle forniture di vapore alla Raffineria, installando caldaie a recupero con potenzialità termica adeguata ai consumi vapore dello Stabilimento.
- massimizzare la flessibilità operativa della centrale;

L'alternativa di installare un'unica turbina a gas di taglia maggiore (ad esempio da 130 MWe) con un'unica turbina a vapore (da circa 70 MWe) è stata scartata in quanto ritenuta meno efficiente in considerazione del fatto che, per questa taglia di turbine a gas, il mercato non offre macchine di nuova generazione; inoltre la necessità di assicurare l'alimentazione di vapore ed energia elettrica alla Raffineria impone la scelta di una configurazione con due turbine a gas per motivi di

affidabilità; infatti, in caso di disservizio della turbina a gas di uno dei moduli (o durante la fase di manutenzione), è possibile continuare ad esercire la centrale in ciclo combinato, quindi con buoni rendimenti, esportando comunque il vapore necessario alla Raffineria.

Una possibile alternativa per ottenere la fornitura di vapore per lo stabilimento potrebbe consistere nel sostituire le caldaie attualmente in esercizio, di tipo convenzionale, con caldaie sempre di tipo tradizionale più moderne e sfruttare il vapore prodotto per generare energia elettrica in nuove turbine a vapore con estrazioni regolate dimensionate per le esigenze di vapore dello Stabilimento, con costi di investimento che risulterebbero indubbiamente inferiori a quelli della soluzione in ciclo combinato.

A sfavore di tale soluzione giocano tuttavia i seguenti fattori:

- Bassa efficienza di conversione dell'energia (rendimento netto dell'ordine del 38% a fronte del 53% ottenibile da ciclo combinato).
- Elevate emissioni atmosferiche in termini di NO<sub>x</sub>, CO, e soprattutto emissioni di SO<sub>2</sub> e polveri (a fronte delle emissioni che è in grado di fornire un ciclo combinato alimentato con combustibili puliti, le più basse ottenibili da sistemi termoelettrici).

Per quanto riguarda i sistemi di conversione energetica, la tecnologia dei cicli combinati risulta ad oggi la più vantaggiosa nei confronti di tutte le altre modalità di conversione termoelettrica, consentendo di ottenere i più alti rendimenti netti d'impianto (oltre il 50%).

Sulla base delle considerazioni sopra esposte, la soluzione di riferimento adottata nel presente studio si basa sull'impiego del ciclo combinato con due turbine a gas ed una turbina a vapore; si è voluto quindi privilegiare gli aspetti legati all'efficienza (rendimento) ed all'affidabilità dell'impianto.

Per quanto riguarda la scelta dell'altezza del camino (60 m), questa è derivata da un'analisi di ottimizzazione in relazione agli impatti indotti in termini di concentrazioni al suolo di inquinanti. L'analisi di sensitività, ricerca delle massime concentrazioni indotte al suolo al variare dell'altezza del camino, è riportata nell'allegato 6.1 al Quadro di Riferimento Progettuale.

### 6.2.2. Sistema di raffreddamento

Il raffreddamento del condensatore di vapore verrà realizzato mediante un sistema a torri di raffreddamento di tipo ibrido ad umido/secco che sarà dedicato alla Centrale, e servirà inoltre un circuito secondario per il raffreddamento degli ausiliari.

I possibili sistemi di raffreddamento utilizzabili per impianti a ciclo combinato sono tipicamente i seguenti:

- raffreddamento in ciclo aperto
- torre di raffreddamento a umido
- torre di raffreddamento ibrida (con sezioni umida e secca)
- condensatore ad aria

#### *Raffreddamento in Ciclo Aperto*

Il raffreddamento in ciclo aperto trova la sua applicazione in siti con grande disponibilità d'acqua, ma è sottoposto a vincoli di legge sulla temperatura di restituzione della corrente refrigerante.

Attualmente la Raffineria Eni R&M e la centrale EniPower consumano circa 10.000 m<sup>3</sup>/h di acqua mare di raffreddamento che viene prelevata da una presa ubicata sul pontile di carica prodotti esterno alla Raffineria. Con il consumo addizionale dovuto al nuovo ciclo combinato di circa 18.000 m<sup>3</sup>/h, il consumo complessivo ammonterebbe a circa 28.000 m<sup>3</sup>/h.

L'aumento della portata di prelievo ha richiesto verifiche tecniche di fattibilità i cui risultati hanno sconsigliato l'adozione di tale configurazione, viste le problematiche inerenti il dimensionamento della presa esistente, (la necessità di aumentare la capacità di pompaggio comporta la sostituzione delle tre pompe esistenti e l'aggiunta di un'ulteriore pompa di riserva), il dimensionamento delle tubazioni, lo scarico a mare (il consistente incremento di acqua utilizzata per il raffreddamento e rilasciata in mare richiede una verifica dell'opera di scarico esistente, anche alla luce di un possibile aumento della temperatura).

### *Raffreddamento con torre ad umido*

La torre di raffreddamento ad umido offre una soluzione tecnicamente funzionale, con un utilizzo più contenuto di acqua per il reintegro, relativamente compatta ed economicamente conveniente in particolare nella versione a tiraggio forzato (il tiraggio naturale, con costi di realizzazione molto elevati, trova giustificazione per impianti aventi vita operativa molto lunga, tipicamente quelli nucleari, e richiede aree di installazione più vaste); per contro, il principio fisico su cui si basa comporta una massiccia evaporazione d'acqua che si manifesta con un pennacchio di vapore di grande impatto visivo.

La soluzione inoltre presenta il vantaggio di ridurre il consumo di acqua mare attualmente prelevata dalla Raffineria. Infatti, in condizioni estive alla massima condensazione, il reintegro richiesto dalla torre è circa 800 m<sup>3</sup>/h, entro il campo di disponibilità del sistema esistente senza che si richiedano interventi di modifica.

Inoltre tale soluzione non richiede alcuna modifica sulla sezione di scarico a mare esistente.

### *Raffreddamento con torre ad umido / secco (ibrida)*

La torre di raffreddamento ibrida ad umido/secco si basa sul medesimo principio della torre a umido, con l'aggiunta di una sezione a secco che, post-riscaldando la corrente di aria satura d'acqua, consente di ridurre fino ad eliminare (entro certi limiti di condizioni ambientali) il pennacchio all'uscita della torre. Rispetto alla torre a umido semplice, peraltro, risultano più onerose le attività di gestione e manutenzione del sistema. Dal punto di vista degli ingombri, questi risultano analoghi in pianta, mentre la sezione secca sviluppa in altezza la torre (con conseguente maggior prevalenza richiesta alle pompe di circolazione).

Ovviamente i vantaggi del minor consumo di acqua mare descritti per il sistema di raffreddamento ad umido, valgono a maggior ragione per il sistema di raffreddamento ibrido.

### *Raffreddamento con condensatori ad aria*

Infine i condensatori ad aria consentono di realizzare una soluzione completamente a secco, priva di consumi d'acqua, pennacchio, scarichi, con bassa manutenzione, assenza di trattamenti acqua e rumorosità comparabile con quella delle torri di raffreddamento. Gli inconvenienti associati sono un minor vuoto ottenibile al condensatore (quindi minore efficienza del ciclo termico) e soprattutto gli ingombri molto superiori a quelli delle torri (l'area occupata è superiore di circa il 100% e l'altezza è quasi doppia).

Alla luce delle considerazioni sopra esposte, la scelta del sistema di raffreddamento è stata quindi basata su un sistema a torre di raffreddamento di tipo ibrido che, pur a fronte del rilevante impegno economico associato a tale soluzione sia in termini di investimento che di costi di gestione e manutenzione, è stata effettuata in base alle esigenze specifiche del sito tenendo conto della necessità e dei vincoli ambientali posti dalla collocazione dell'impianto all'interno di aree industriali e dei vincoli restrittivi sulle aree disponibili per l'installazione.

### **6.3. Descrizione del progetto**

L'area destinata alla centrale a ciclo combinato è inserita nella Raffineria Eni R&M di Taranto, adiacente alla centrale termica esistente, ed attualmente è destinata ad uso temporaneo di imprese e relativi containers.

Tale area includerà il ciclo combinato, completo del sistema di raffreddamento, la sottostazione elettrica, la sala controllo centralizzata e tutti gli annessi impianti ausiliari.

L'impianto, è costituito approssimativamente dalle seguenti aree:



	Lunghezza [m]	Larghezza [m]	Sup.[m <sup>2</sup> ]
C.le a C. Comb.	Min. 120,0 Max. 145,0	Min. 50,0Max. 145,0	11.000,0
Sala controllo e parcheggi	58,0	43,0	2.494,0
Area sistema di raffreddamento e servizi	43-93	18-51	3.840,0
Sottostazione elettrica	35,0	17,0	1375,0
Staz. Misura e riduzione gas	60,0	11	750,0

L'opera nel suo complesso (incluso l'area degli edifici operativi di centrale, strade e varie fasce di rispetto necessarie) ricopre una superficie di circa 20.400 m<sup>2</sup>.

Nella planimetria di Figura 6.3-A sono individuate le aree di stabilimento in cui verrà realizzato l'intervento, mentre il dettaglio della centrale a ciclo combinato è mostrato in Figura 6.3-B.

### 6.3.1. Impianto di cogenerazione

L'impianto consiste essenzialmente in una centrale a ciclo combinato da 240 MWe, ed è costituito dai seguenti sistemi:

- Turbina a gas (n. 2)
- Caldaia a recupero (n. 2) a tre livelli di pressione, con surriscaldatore e degasatore integrato
- Turbina a vapore (n. 1)
- Generatore elettrico (n. 3)
- Sistema di raffreddamento
- Sistema elettrico
- Sistema di controllo

L'impianto è inoltre completo dei seguenti sistemi ausiliari:

- sistema vapore
- sistema elettrico di distribuzione e di esportazione
- sistema raffreddamento ausiliari
- sistema alimentazione gas naturale
- aria strumenti e servizi e azoto
- sistema acqua demineralizzata
- sistema scarichi
- sistema antincendio
- sistema HVAC
- edifici

Lo schema di processo semplificato è illustrato in Figura 6.3-C.

**Figura 6.3-A Planimetria centrale**

**Figura 6.3-B Planimetria Ciclo Combinato**

**Figura 6.3-C schema flusso**

### Turbine a gas

La turbina a gas prevista dal progetto è una macchina dell'ultima generazione caratterizzata da elevate prestazioni ed alta efficienza.

L'aria ambiente, dopo essere stata filtrata grazie ad 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 compressa nei successivi stadi del compressore; successivamente viene inviata nella camera di combustione, in cui è iniettato il combustibile in combustori a bassa emissione di NO<sub>x</sub> comunemente chiamati DLN (Dry Low NO<sub>x</sub>), considerati come la migliore tecnologia disponibile (Bref Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants - Luglio 2006).

I gas combusti ad alta temperatura (1330°C) escono dalla camera di combustione ed entrano nella turbina a gas, dove la loro energia viene convertita in energia meccanica.

Data l'elevata temperatura le prime due file di palette vengono rivestite di materiali ceramici e presentano canalizzazioni per consentire il passaggio dell'aria di raffreddamento proveniente dal compressore.

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 combusti fuoriescono dalla turbina a gas ad una temperatura di circa 600°C attraverso uno scarico assiale e giungono nella sezione d'ingresso della caldaia a recupero dopo avere attraversato un condotto divergente.

La turbina a gas è collegata al generatore mediante un riduttore con lubrificazione comune alla turbina a gas.

Il package della turbina a gas viene fornito dal costruttore completo di sistemi ausiliari.

### Generatori di vapore

Il generatore di vapore è una caldaia a recupero, a valle della turbina a gas, a circolazione naturale con tre livelli di pressione e risurriscaldatore, con degasatore integrato e preriscaldamento del condensato nella sezione finale della caldaia.

Il generatore di vapore è composto dalle seguenti parti principali:

Un sistema ad alta pressione che è alimentato da 2 pompe d'alimento ad alta pressione (una di riserva) le quali prelevano l'acqua dal corpo cilindrico di bassa, che funge da stoccaggio dell'acqua di alimento, e la inviano all'economizzatore e quindi al corpo cilindrico di alta pressione.

Qui è prodotto il vapore saturo che è inviato al surriscaldatore per raggiungere la temperatura desiderata d'ingresso in turbina.

La temperatura del vapore vivo è controllata da un attemperatore intermedio che utilizza acqua prelevata all'uscita delle pompe di alimento di alta pressione; il sistema è dimensionato per non superare la temperatura di progetto di caldaia e turbina.

La pressione del vapore può variare intorno alla pressione operativa di circa 101 bar. È permesso che scenda fino ad un minimo stabilito oltre il quale la valvola in testa alla turbina a vapore comincia a chiudere per non far cadere troppo la pressione in caldaia.

Un sistema a pressione intermedia che è alimentato da un'estrazione intermedia dalle pompe di alimento di alta pressione che inviano all'economizzatore e quindi al corpo cilindrico di pressione intermedia.

Il vapore ottenuto è inviato al surriscaldatore e, una volta miscelato con il vapore di scarico della sezione di alta pressione della turbina a vapore, entra nel risurriscaldatore per raggiungere la temperatura desiderata di ingresso turbina.

La temperatura del vapore vivo è controllata da un attemperatore che utilizza acqua prelevata all'uscita dell'estrazione dalle pompe di alimento di alta pressione.

Il sistema a bassa pressione è alimentato da 2 pompe di estrazione condensato (una in stand-by) che prelevano l'acqua dal pozzo caldo del condensatore e la inviano al preriscaldatore posto nella zona fredda della caldaia.

L'acqua d'alimento entra così nel corpo cilindrico di bassa che funge anche da degasatore. Il corpo cilindrico di bassa pressione oltre a fornire l'acqua di alimento per i livelli di pressione superiori produce vapore saturo.

Una parte di questo vapore è utilizzata per il degasaggio mentre la rimanente, dopo esser stato surriscaldato, è inviata nella sezione di bassa pressione della turbina a vapore.

Sono previste pompe di ricircolo per il controllo della temperatura di scarico dei fumi al variare del carico del turbogas.

Ciascun modulo consiste in un banco di scambiatori completo di tutti i fasci tubieri, generalmente alettati, dei collettori e di tutta la struttura esterna.

I moduli assemblati costituiscono in pratica tutta la caldaia a valle del condotto divergente, che convoglia lo scarico del turbogas, fino al camino.

I corpi cilindrici sono situati sul tetto della struttura caldaia, esternamente al condotto fumi.

Tra la caldaia e lo scarico turbina verrà installato un giunto ad espansione per compensare le dilatazioni termiche.

### Turbina a Vapore

La turbina a vapore è composta da una cassa comprendente la sezione di alta pressione e da una cassa, a singolo flusso, per la sezione di media/bassa con scarico radiale 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 100 bar a e temperatura 550 °C).

Nella riammissione del vapore surriscaldato alla turbina a vapore, parte del vapore che evolve in turbina viene estratto mediante un gruppo di regolazione dimensionato per fornire alla Raffineria il vapore di media pressione alle condizioni di temperatura richieste (pressione 14,5 bar a e temperatura 322°C). Viene inoltre previsto un sistema di attemperamento in controllo di temperatura per protezione della rete di Raffineria.

La turbina a vapore è inoltre dotata di una sezione di riammissione del vapore di bassa pressione prodotto dal livello di bassa della caldaia a recupero per aumentare



l'efficienza del sistema al variare delle condizioni di carico della turbina a gas ed al variare della richiesta.

Nella sezione IP/BP della turbina a vapore è previsto uno spillamento libero a bassa pressione per prelevare il vapore da inviare alla rete di bassa pressione dello Stabilimento alle condizioni di vapore richieste (pressione 4,5 bara e temperatura 235°C). Anche in questo caso viene previsto un sistema di attemperamento in controllo di temperatura per protezione della rete di Raffineria.

Infine il vapore, scaricato dalla sezione di bassa pressione della turbina è condensato.

Allo scopo di migliorare l'efficienza della turbina a vapore ai carichi parziali, si considera un funzionamento in "sliding pressure", ove la pressione del vapore all'uscita della sezione di alta della caldaia varia seguendo i carichi della turbina a gas; qualora il carico raggiunga un valore di pressione superiore al valore minimo fissato la valvola di controllo viene mantenuta completamente aperta.

In caso di un'eccessiva caduta di pressione del generatore di vapore dovuto ad una improvvisa riduzione del carico della turbogas, o in condizioni operative ai carichi parziali, la valvola di controllo della turbina a vapore chiude evitando un calo di pressione in caldaia sotto un minimo fissato.

La configurazione adottata consente di ottenere il miglior compromesso possibile in termini di potenza erogata e di rendimento al variare delle condizioni di funzionamento del sistema in quanto consente di ottenere rendimenti elettrici vicini a quelli dei gruppi di potenza a piena condensazione, condizione per la quale il gruppo viene comunque dimensionato, e di mantenere nel contempo una elevata flessibilità operativa con alti rendimenti in funzionamento cogenerativo.

La turbina a vapore viene fornita completa di tutti quei sistemi ausiliari che ne permettono il corretto utilizzo, tra cui:

- Circuito di olio di lubrificazione e controllo comune per tutto il treno
- Valvole di regolazione, blocco e sicurezza
- Sistema di raffreddamento circuiti olio e generatore
- Cofanatura insonorizzante con sistema di ventilazione
- Quadri elettrici e strumentali di protezione e controllo
- Sistema di by-pass vapore di protezione turbina

### Condensatore ad acqua

Il vapore, scaricato dalla sezione di bassa pressione della turbina, entra direttamente nel condensatore a superficie raffreddato ad acqua, dove viene condensato e leggermente sottoraffreddato alla pressione di esercizio di circa 0,05 bar a.

Il condensatore viene raffreddato da acqua circolante proveniente dal sistema di raffreddamento; esso è dotato di casse d'acqua che alimentano fasci tubieri separati: i fasci tubieri sono quindi separatamente escludibili, consentendo interventi di manutenzione senza arrestare l'impianto, riducendone il carico.

Il vuoto al condensatore è normalmente realizzato tramite un sistema di pompe a vuoto ad anello liquido, il quale serve anche il sistema delle tenute turbina a vapore.

Il condensato viene estratto dal pozzo caldo del condensatore attraverso le pompe di estrazione, e quindi inviato ad alimentare la caldaia a recupero.

Un piccolo condensatore è dedicato al recupero del calore e delle condense associate al vapore impiegato per le tenute della turbina a vapore.

### Sistema vapore

Il sistema vapore è costituito dalle linee di collegamento tra la caldaia e la turbina e dalle linee di by-pass per il vapore di alta e bassa pressione a protezione della macchina. Il vapore che attraversa le linee di by-pass deve essere espanso e attemperato prima di giungere al condensatore.

Il sistema di by-pass vapore permette di:

- riscaldare le linee vapore partendo da freddo;
- mandare in pressione la caldaia durante l'avviamento;
- realizzare il by-pass della turbina a vapore in caso di fermata di emergenza della stessa.

La stazione di by-pass consente inoltre di garantire la fornitura ininterrotta di vapore alle reti di stabilimento anche in caso di fermata della turbina a vapore, mantenendo in marcia le turbine a gas per alimentare le caldaie ed avvalendosi del sistema di laminazione e attemperamento che interconnette la rete di media a quella di bassa pressione.

L'acqua di attemperamento per il by-pass del vapore AP è fornita dalle pompe di alimento delle caldaie a recupero, mentre per il by-pass del vapore BP dalle pompe di estrazione condensato della turbina a vapore.

Per fuori servizio della caldaia a recupero F-7503 della centrale EniPower esistente, la fornitura di vapore di alta pressione alla Raffineria viene assicurata da una stazione di riduzione ed attemperamento per ogni caldaia derivando il vapore dal collettore AP di ogni caldaia alla turbina a vapore.

L'acqua di attemperamento verrà fornita dalle pompe di alimento delle caldaie a recupero.

É prevista l'installazione di due stazioni di riduzione ed attemperamento per garantire la fornitura di vapore di media e bassa pressione alla Raffineria nel caso di fuori servizio della turbina a vapore, prelevando il vapore direttamente dal collettore di vapore risurriscaldato caldo di ogni caldaia.

La configurazione prevede le seguenti stazioni di riduzione ed attemperamento:

- Nr. 2 stazione di riduzione ed attemperamento vapore RH Caldo / MP;
- Nr. 2 stazione di riduzione ed attemperamento vapore MP / BP .
- Nr. 1 stazione di attemperamento vapore caldaie a recupero/estrazione turbina.

L'acqua di attemperamento verrà fornita dalle pompe di alimento (estrazione IP) per la stazione HR caldo / MP, mentre per le rimanenti è fornita dalle pompe di estrazione condensato.

#### Sistema di raffreddamento principale

Il sistema di raffreddamento principale è costituito da un sistema di quattro torri di raffreddamento a 4 celle dal cui bacino di raccolta l'acqua mare fredda è pompata per mezzo di tre pompe di circolazione (2 in funzione, una di riserva, ciascuna della capacità di circa 8.000 m<sup>3</sup>/h) al condensatore .

Le torri saranno a tiraggio forzato e del tipo ibrido a umido/secco a controcorrente la cui configurazione consente di ridurre il pennacchio di condensazione del vapore (fenomeno che si verifica tipicamente in condizioni ambientali di bassa temperatura

ed elevata umidità) e permette di minimizzare l'impatto visivo delle emissioni dell'impianto.

L'aria viene trascinata verticalmente all'ingresso della parte bassa delle torri ed attraversa controcorrente l'acqua scaricandosi nell'atmosfera. Le torri presentano una sezione a secco con scambiatori installati sopra la zona umida; scopo di tale sezione è quello di riscaldare per miscelazione l'aria umida con la corrente secca riscaldata per evitare la formazione di pennacchio nello scarico.

Ai fini dello studio si considera una torre a celle comune a tutto l'impianto costituita da moduli con struttura in cemento armato; la torre è dotata di ventilatori, sistema di distribuzione dell'acqua, bacino comune e moduli di riempimento che permettano il sezionamento delle celle della torre in condizioni di funzionamento a carico parziale o manutenzione.

Opportuni additivi chimici contrasteranno fenomeni di sporco biologico ed incrostazione nel circuito di raffreddamento.

Lo spurgo del circuito di raffreddamento verrà convogliato agli scarichi della Raffineria e sarà effettuato assicurando la compatibilità dello spurgo ai limiti di legge.

L'acqua mare di reintegro del sistema torri viene fornita dalla stazione di pompaggio della centrale EniPower.

### *6.3.2. Impianti ausiliari e connessione ai servizi di stabilimento*

Come già evidenziato in precedenza, alcuni dei servizi ausiliari per il nuovo impianto saranno forniti da parte dello Stabilimento, consentendo di ridurre così l'impatto ambientale del progetto.

La centrale esistente EniPower consegnerà l'acqua mare per il reintegro delle perdite delle torri tramite la realizzazione di una connessione con la rete acqua mare in pressione che alimenta la centrale esistente ubicata in prossimità dell'area del nuovo ciclo combinato.

Per gli impianti che rientrano nell'area della nuova centrale, il servizio antincendio realizzato con la rete acqua mare, sarà fornito dalla Raffineria Eni mediante la realizzazione di un nuovo anello.

La fornitura del quantitativo di acqua demineralizzata, necessario per il reintegro degli spurghi caldaia del nuovo ciclo combinato e dell'esportazione del vapore alla Raffineria, verrà assicurata dall'impianto di demineralizzazione esistente della centrale EniPower.

La centrale a ciclo combinato sarà alimentata dalla rete di aria servizi ed aria strumenti della centrale EniPower (consumo stimato di aria pari a 800 Nm<sup>3</sup>/h).

La richiesta di azoto per servizi e manutenzione, non essendo disponibile dalla centrale EniPower, sarà garantita da un package di bombole di azoto.

Il sistema trattamento acque di scarico prevede la raccolta e l'eventuale trattamento o smaltimento degli effluenti liquidi, così come descritto di seguito.

Per assicurare tutti i servizi ausiliari necessari al corretto e sicuro funzionamento della nuova centrale a ciclo combinato, saranno inoltre realizzati i seguenti impianti:

#### *Sistema di raffreddamento degli ausiliari*

Il sistema di raffreddamento delle macchine viene realizzato con un circuito chiuso raffreddato mediante un circuito intermedio con scambiatori di calore acqua mare / acqua demineralizzata.

Il circuito secondario è costituito da una rete ad acqua demineralizzata e trattata che viene pompata per mezzo di opportune pompe di circolazione (una in funzione e una di riserva, ciascuna della capacità di circa 2.600 m<sup>3</sup>/h) a tutti gli scambiatori di calore dei singoli macchinari di ogni unità a ciclo combinato ed ai servizi ausiliari comuni.

Le principali utenze servite da questo circuito sono le seguenti:

- olio di lubrificazione turbine a gas / generatore;
- olio di lubrificazione turbina a vapore / generatore;
- aria di raffreddamento generatori;
- pompe alimento caldaie;
- sistema campionamento caldaie;
- circuiti pompe del vuoto.

Le utenze restituiscono poi l'acqua ad una temperatura mediamente incrementata di circa 8°C.

#### *Sistema di alimentazione gas naturale*

Il sistema di misura e di riduzione gas combustibile deve assicurare la fornitura di combustibile dalla rete Snam Rete Gas alle due turbine a gas.

I principali componenti del sistema sono i seguenti:

- Filtrazione e misura fiscale
- Riduzione

Il gas uscente dalla stazione di misura fiscale viene inviato alla cabina di riduzione in quanto la pressione di alimentazione richiesta dalle turbine a gas deve essere regolata intorno ai 30 bar alle macchine. La stazione di riduzione è costituita da 2 linee in marcia normale indipendenti, una per ogni turbina a gas, ed una stazione di riserva comune.

La temperatura del gas naturale viene controllata mediante dei riscaldatori a vapore che garantiscono un surriscaldamento del combustibile di almeno 30°C rispetto al dew point del gas alle condizioni di esercizio.

#### *Aria servizi e strumenti*

Il sistema aria servizi e strumenti assicura la produzione e la distribuzione di aria compressa essiccata (aria strumenti) e non essiccata (aria servizi) alle condizioni adeguate per soddisfare alle necessità dell'impianto.

L'aria compressa per la nuova centrale è fornita dalla centrale EniPower in quanto è disponibile una capacità adeguata alle necessità dell'impianto.

#### *Sistema acqua demineralizzata*

La fornitura del quantitativo di acqua demineralizzata, necessaria per il reintegro degli spurghi caldaia del nuovo ciclo combinato e dell'esportazione del vapore alla Raffineria, verrà assicurata dall'impianto di demineralizzazione della centrale EniPower, che garantisce la fornitura di acqua demineralizzata di qualità e quantità idonee per l'impiego nel nuovo ciclo combinato.

### *Sistema reflui*

E' prevista la raccolta, l'eventuale trattamento, c/o l'impianto di trattamento acque denominato TAE A della Raffineria, e/o lo smaltimento delle seguenti tipologie di acque effluenti:

- Acque oleose

Non sono previsti effluenti destinati alla rete di acque oleose, in quanto la nuova centrale non utilizza combustibili liquidi.

- Acque piovane ed acque accidentalmente oleose

Le acque piovane provenienti da aree pavimentate, tettoie e strade di collegamento vengono inviate direttamente nella rete di acque potenzialmente oleose (fogna accidentalmente oleosa) e quindi inviate a trattamento c/o l'impianto di trattamento acque TAE A.

- Acque bianche

Le acque bianche sono scaricate dagli spurghi delle caldaie a recupero e dallo spurgo di torre e sono convogliate nella rete di acque bianche di Raffineria (fogna bianca), dopo un controllo di temperatura e quindi scaricate attraverso il canale di scarico A della Raffineria.

- Acque sanitarie

Le acque sanitarie sono scaricate dalla sala controllo e vengono raccolte nella rete fognaria di Raffineria e trattate c/o l'impianto TAE di Raffineria, dotato di una sezione di trattamento biologico.

- Acque chimiche

Non è disponibile in Raffineria una rete di scarico per acque contenenti sostanze chimiche. Pertanto la nuova centrale sarà dotata, nelle aree di immagazzinamento di prodotti chimici (condizionamento per caldaie a recupero, torre di raffreddamento e circuito intermedio di raffreddamento), di vasche di raccolta con rivestimento antiacido per contenere eventuali perdite dai serbatoi. Le eventuali acque che si dovessero accumulare all'interno delle vasche di contenimento dei serbatoi, verranno smaltite ai sensi della normativa vigente nel settore rifiuti.

- Acque di lavaggio dei turbogas

Le acque di lavaggio dei turbogas vengono convogliate in una apposita vasca situata in prossimità di ogni turbina a gas da dove vengono rimosse periodicamente mediante autospurgo ed inviate a smaltimento c/o impianti esterni autorizzati ai sensi della normativa vigente nel settore rifiuti.

Infine gli scarichi oleosi provenienti dai trasformatori saranno invece raccolti in apposite vasche di contenimento ed evacuati mediante autospurgo.

Lo schema dei reflui di centrale è riportato in Figura 6.3-D.

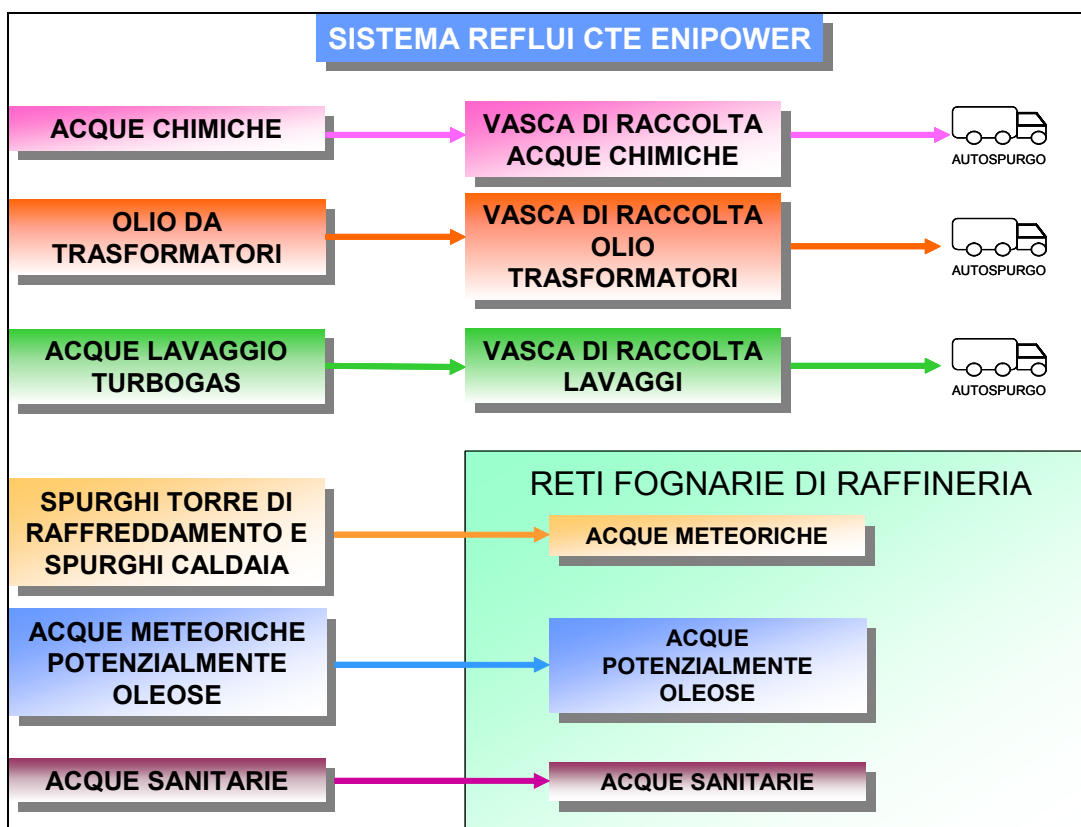


Figura 6.3-D: Schema Reflui Centrale EniPower



### *Sistema antincendio*

Il sistema antincendio verrà integrato con la rete antincendio esistente della Raffineria e verrà progettato per dare una completa protezione all'intero impianto a ciclo combinato.

Il sistema sarà connesso con la rete antincendio attuale e sarà coordinato con il piano di sicurezza della Raffineria.

La minima portata d'acqua necessaria per il sistema antincendio, tenendo conto dei flussi specifici e delle operazioni contemporanee dei differenti sistemi e apparati antincendio, risulta essere di circa 500 m<sup>3</sup>/h.

In generale saranno previste le seguenti componenti:

- una rete di distribuzione dell'acqua,
- stazioni antincendio mobili e fisse (idranti, cassette portanaspi, manichette)
- sistema d'allarme generale
- protezione degli edifici e delle apparecchiature, con diversi sistemi di spegnimento previsti nei vari casi (a pioggia, getto di schiuma, a CO<sub>2</sub>, a polvere), di tipo fisso e mobile
- *Rete di distribuzione dell'acqua potabile alle docce di emergenza.*,
- *Docce di emergenza, fontanelle oculari in corrispondenza delle stazioni di additivazione/stoccaggio chemicals.*
- *Autorespiratori posizionati in sala controllo.*
- nel caso specifico del cabinato turbina a gas, sistemi automatici di rilevazione (*esplosività* e fumo) e di intervento antincendio (a CO<sub>2</sub>) verranno forniti insieme alle turbine a gas dai fornitori stessi delle macchine.

### *Sistemi elettrici*

Il sistema elettrico includerà tutte le apparecchiature ed i materiali necessari per garantire il corretto funzionamento dell'impianto, quali: linee elettriche di interconnessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), stazione a 150 kV, generatori, trasformatori, quadri di distribuzione di media e bassa tensione, cavi, impianti ausiliari degli edifici e delle aree di manovra, sistemi di controllo e protezione e impianti di comunicazione.

Il sistema elettrico risulterà costituito dai seguenti componenti:

I sistemi elettrici di generazione, di trasmissione e di distribuzione di potenza, agli ausiliari d'impianto e a quelli della Raffineria ENI R&M, saranno progettati, costruiti e commissionati all'insegna della massima flessibilità e continuità d'esercizio, e per assicurare il corretto funzionamento delle apparecchiature ritenute "essenziali" durante le condizioni di emergenza.

Il sistema elettrico di potenza risulterà essenzialmente diviso nei seguenti sottosistemi:

- Sistema di trasmissione in alta tensione (AT) a 150 kV;
- Sistema di generazione in media tensione (MT);
- Sistema di distribuzione in media (MT) e bassa (BT) tensione;
- Sistemi no-break, in Corrente Continua (c.c.) e in Corrente Alternata (UPS).

La centrale sarà composta da due turbogruppi a gas da circa 75,0 MW ciascuno e da un turbogruppo a vapore da circa 90 MW.

Ciascun alternatore genererà energia alla tensione di macchina relativa, e sarà collegato al proprio trasformatore elevatore per mezzo di condotti sbarre a fasi isolate. Per gli alternatori dei turbogas e del turbovapore saranno inoltre previsti quattro interruttori di macchina, di tipo a fasi isolate.

La presenza degli interruttori di macchina sui montanti generatore, consentirà di alimentare gli ausiliari delle unità di generazione nonché quelli della Raffineria, sia in fase di avviamento che in fase di fermata, direttamente dal sistema ad alta tensione attraverso il trasformatore elevatore stesso (utilizzando quindi quest'ultimo come trasformatore di avviamento).

Pertanto i generatori turbogas e turbovapore saranno sincronizzati con la rete o isolati dalla stessa attraverso il proprio interruttore di macchina.

Ciascuna turbina, a gas e a vapore, sarà accoppiata ad un turboalternatore dimensionato in maniera tale da trasferire in rete l'intera potenza generata dalla relativa turbina, senza limitazioni all'interno dell'intero campo di funzionamento previsto.

### Sistema AT

Il sistema in alta tensione della nuova centrale risulterà composto dai seguenti tre sottosistemi:

- Stazione di Rete, ubicata in area esterna a quella d'impianto;
- Stazione di centrale, situata all'interno dell'area di centrale;
- Due linee elettriche a 150 kV, di collegamento delle due stazioni suddette.

La stazione di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale risulterà inserita in "entra – esce" sulla linea a 150 kV esistente "Taranto Nord – Palagiano".

Il collegamento della stazione di centrale con la suddetta stazione di Rete avverrà tramite due nuove linee elettriche a 150 kV su singola palificata, di lunghezza pari a circa 14,5 km.

Il limite di batteria tra la centrale e la Rete sarà in corrispondenza della morsa di collegamento dell'elettrodotto al portale d'arrivo della stazione di smistamento di proprietà Terna.

La stazione di centrale sarà di tipo blindato, isolata in SF6 (tipo GIS), ubicata in un apposito edificio dedicato posto nell'area prospiciente ai gruppi di generazione, all'interno dell'area di centrale e sarà costituita da un doppio sistema di sbarre.

Il sistema in media tensione di distribuzione e interconnessione con la rete esistente, sarà costituito da un quadro MT a 20kV, con doppio sistema di sbarre e congiuntore, alimentato da due trasformatori MT/MT derivati dai montanti di macchina dei gruppi turbogas e da un trasformatore a tre avvolgimenti di soccorso AT/MT derivato dalle sbarre della nuova sottostazione GIS.

Il quadro 20kV avrà la funzione di nodo di connessione con la rete elettrica di stabilimento, in quanto andrà a interconnettersi sia con il quadro a 20kV esistente all'interno della sottostazione della Raffineria R&M, sia con il nuovo quadro 20kV previsto nell'area dell'esistente sottostazione GIS 150kV.

Il quadro 20kV avrà inoltre la funzione di alimentare, attraverso i trasformatori MT/MT derivati da entrambi i sistemi di sbarra, il quadro metalclad MT 6kV dedicato all'alimentazione dei servizi ausiliari di centrale, come di seguito indicato.

### Sistema di distribuzione primaria MT 6kV di centrale

Dal quadro MT 6kV di centrale, costituito da un doppio sistema di sbarre con congiuntore, saranno alimentate tutte le utenze dei servizi ausiliari di centrale con

potenza uguale o superiore a 160 kW e i trasformatori MT/bt per l'alimentazione del sistema di distribuzione primaria in bassa tensione.

#### Sistema di distribuzione BT

Il sistema di bassa tensione a 400 V alimenterà tutte le utenze della centrale a ciclo combinato con potenza inferiore a 160 kW, e avrà il neutro collegato rigidamente a terra, tramite il passante di neutro dei trasformatori ausiliari.

Il sistema di bassa tensione in corrente alternata sarà essenzialmente costituito da due livelli di distribuzione:

Il livello di distribuzione primaria, costituito da quadri tipo POWER CENTER (PC), equipaggiati con interruttori aperti in aria ed alimentati dai trasformatori MT/bt, preposti all'alimentazione di:

- motori con potenza superiore o uguale a 50 kW;
- quadri di distribuzione secondaria.

Il livello di distribuzione secondaria, costituito da quadri tipo MOTOR CONTROL CENTER (MCC) e tipo DISTRIBUZIONE, alimentati dai quadri Power Center descritti in precedenza.

I quadri tipo MCC saranno preposti all'alimentazione di:

- motori con potenza fino a 50 kW.

I quadri tipo DISTRIBUZIONE, alimenteranno i seguenti:

- sistema d'illuminazione e prese di forza motrice;
- valvole motorizzate;
- sistema di tracciatura elettrica delle tubazioni;
- sistemi di ventilazione, riscaldamento e condizionamento;
- pannelli vari di sottodistribuzione.

Per gli ausiliari d'impianto sarà previsto un unico quadro di tipo Power Center dal quale si alimenteranno pure i ventilatori delle torri di raffreddamento, alimentato in schema doppio radiale con riserva al 100%, provvisto di doppio ingresso e congiuntore di sbarre.

Per le utenze di centrale saranno previsti i seguenti MCC:

- Due MCC per le utenze dei generatori di vapore a recupero (MCC-11, MCC-12);
- Un MCC per le utenze della turbina a vapore (MCC-21).

#### Sistemi no-break Corrente Continua e "Alternata vitale"

L'alimentazione delle utenze dei turbogruppi e dei servizi di centrale ritenute "essenziali", la cui presenza deve essere cioè garantita senza soluzione di continuità, sarà assicurata dai seguenti sistemi:

- Sistema in corrente continua a 110 V costituito una batteria al piombo , due raddrizzatori (uno in stand-by all'altro) dimensionati per l'alimentazione dei carichi in c.c. e la contemporanea carica delle batterie e un quadro di distribuzione a 110 V c.c.
- Sistema in corrente alternata a 230 V stabilizzata da U.P.S.

#### Sistema di controllo della rete elettrica

Il sistema di comando e controllo della rete elettrica della centrale sarà di tipo distribuito a microprocessore ed integrato con il DCS d'impianto. In linea di principio sarà costituito da unità locali intelligenti facenti capo alle consolle operatore in sala controllo (le stesse del controllo di processo), tramite opportuno software di gestione.

#### Protezioni elettriche

Le apparecchiature, costituenti il sistema delle protezioni elettriche, acquisiranno i segnali di tensione e di corrente necessari da TA e TV dedicati. Le protezioni utilizzate nell'impianto per generatori, trasformatori, linee saranno in generale a microprocessore, del tipo multifunzione programmabile.

#### Misure commerciali e fiscali

Saranno previsti Sistemi di misura fiscali (UTF) dell'Energia Attiva, in accordo alle richieste del GRTN, nei seguenti punti di misura:

1. ai morsetti d'uscita di ogni alternatore;
2. all'ingresso sul quadro a 6 kV dal quadro MT di Raffineria;
3. all'uscita di alimentazione per il quadro delle utenze tassabili.

Sullo stallo della linea in uscita verso la RTN verranno installati dei sistemi di misura commerciale in accordo alle specifiche del GRTN, che provvederanno a rilevare le grandezze seguenti:

- Energia attiva "Import – Export",
- Energia reattiva "Import – Export".

La Centrale sarà inoltre provvista delle seguenti installazioni elettriche comuni:

- Sistema d'illuminazione di tutti gli edifici e di tutte le aree esterne e delle strade;
- Sistema di distribuzione prese per la manutenzione all'interno delle aree tecnologiche;
- Sistemi di messa a terra primaria e secondaria delle apparecchiature;
- Sistema di protezione degli edifici contro fulminazioni da scariche atmosferiche (se necessario);
- Cavi di potenza a media e bassa tensione e cavi di controllo e di strumentazione (posati secondo le necessità d'installazione);
- Sistemi di comunicazione telefonica, cercapersone e TVCC.

### *Sistemi di monitoraggio, sicurezza e controllo*

Il nuovo Impianto di Cogenerazione a Ciclo Combinato è progettato sulla base di requisiti di sicurezza ed affidabilità richiesti sia dalle esigenze operative degli impianti analoghi di nuova generazione, sia in accordo con le prescrizioni di Legge in vigore e sulla base di requisiti di sicurezza imposti da Parte dello Stabilimento ENI R&M.

La gestione dell'impianto sarà integrata con la centrale termoelettrica esistente mediante una sala controllo realizzata ex-novo che includerà quindi le attività operative anche della centrale esistente, conservando la sala controllo esistente soltanto come sala tecnica.

Il sistema di sicurezza e controllo sarà progettato sulla base dei seguenti criteri:

- l'impianto potrà restare operativo ed in regolazione anche nel caso di guasti su singoli elementi, consentendo di limitare gli effetti localmente (tecnologia "fault tolerant")
- al fine di assicurare un alto grado di disponibilità del sistema in relazione alle funzioni di controllo e di protezione saranno previste tre unità di elaborazione ridonanti per le protezioni e due unità di elaborazione ridondanti per il controllo;
- il sistema di controllo sarà in grado di individuare, elaborare e segnalare le condizioni di allarme;
- tutte le funzioni di protezione saranno distinte da quelle di regolazione e monitoraggio;
- i componenti fondamentali per la sicurezza e la continuità dell'impianto potranno essere testati, quando possibile, con l'impianto in funzione (diagnostica in linea);
- il sistema di sicurezza e controllo sarà del tipo "fail safe", ossia in caso di perdita di controllo di qualche variabile, questa porterà automaticamente al valore che garantisce la sicurezza dell'impianto (accettando in casi estremi l'interruzione del servizio).

Per quanto riguarda il controllo delle emissioni in atmosfera è previsto un monitoraggio continuo a camino delle emissioni di NO<sub>x</sub> e CO.

Il sistema di comando e controllo della rete elettrica della centrale sarà di tipo distribuito a microprocessore ed integrato con il DCS d'impianto. In linea di principio sarà costituito da unità locali intelligenti facenti capo alle consolle operatore in sala controllo (le stesse del controllo di processo), tramite opportuno software di gestione.

### *6.3.3. Prestazioni del ciclo combinato e bilancio materiali in condizioni di progetto*

Le prestazioni di progetto del ciclo combinato, alle condizioni di riferimento specificate alla fine del paragrafo, sono indicate nella seguente tabella (Tabella 6.3-A).

Le prestazioni sono riferite all'impianto a ciclo combinato, nel caso di pura condensazione e nel caso di assetto cogenerativo verso la Raffineria (94 t/h a media pressione e 38 t/h a bassa pressione)



<b>PRESTAZIONI DI PROGETTO PER IL CICLO COMBINATO (condizioni di rif.)</b>			
<b>– Alimentazione a Gas Naturale, bruciatori DLN –</b>			
	Pura condensazione	Assetto cogenerativo	
Potenza Morsetti Alternatore Turbina a gas (turbina 1 + 2)	75,12+75,12	75,12+75,12	MWe
Potenza Morsetti Alternatore Turbina a vapore	90,90	56,82	MWe
Consumo termico (turbina 1+2)	431,83	431,83	MWt
Perdite per Ausiliari e per Trasformatori	5,62	5,32	MWe
Potenza Netta del Ciclo	235,52	201,74	MWe
Efficienza netta del ciclo (elettrica)	54,54	46,72	%
Efficienza netta del ciclo (cogenerativa)	54,54	71,70	%
Consumo specifico Netto (riferito al P.C.I.)	6,601	7,706	kJ/kWh
Potenza elettrica netta esportata	235,52	201,74	MWe
Potenza termica esportata	0	107,44	MWt

**Tabella 6.3-A: Prestazioni di progetto per il ciclo combinato**

Le condizioni di riferimento per il calcolo delle prestazioni sono le seguenti:

- ◆ Temperatura di 15°C nel caso di pura condensazione e nel caso di massima estrazione
- ◆ Pressione ambiente pari a 1,013 bar
- ◆ Umidità relativa pari al 60% nel caso di pura condensazione e nel caso di massima estrazione

In Figura 6.2-E è riportato lo schema di bilancio di materia ed energia per il gruppo in assetto cogenerativo a 15°C.

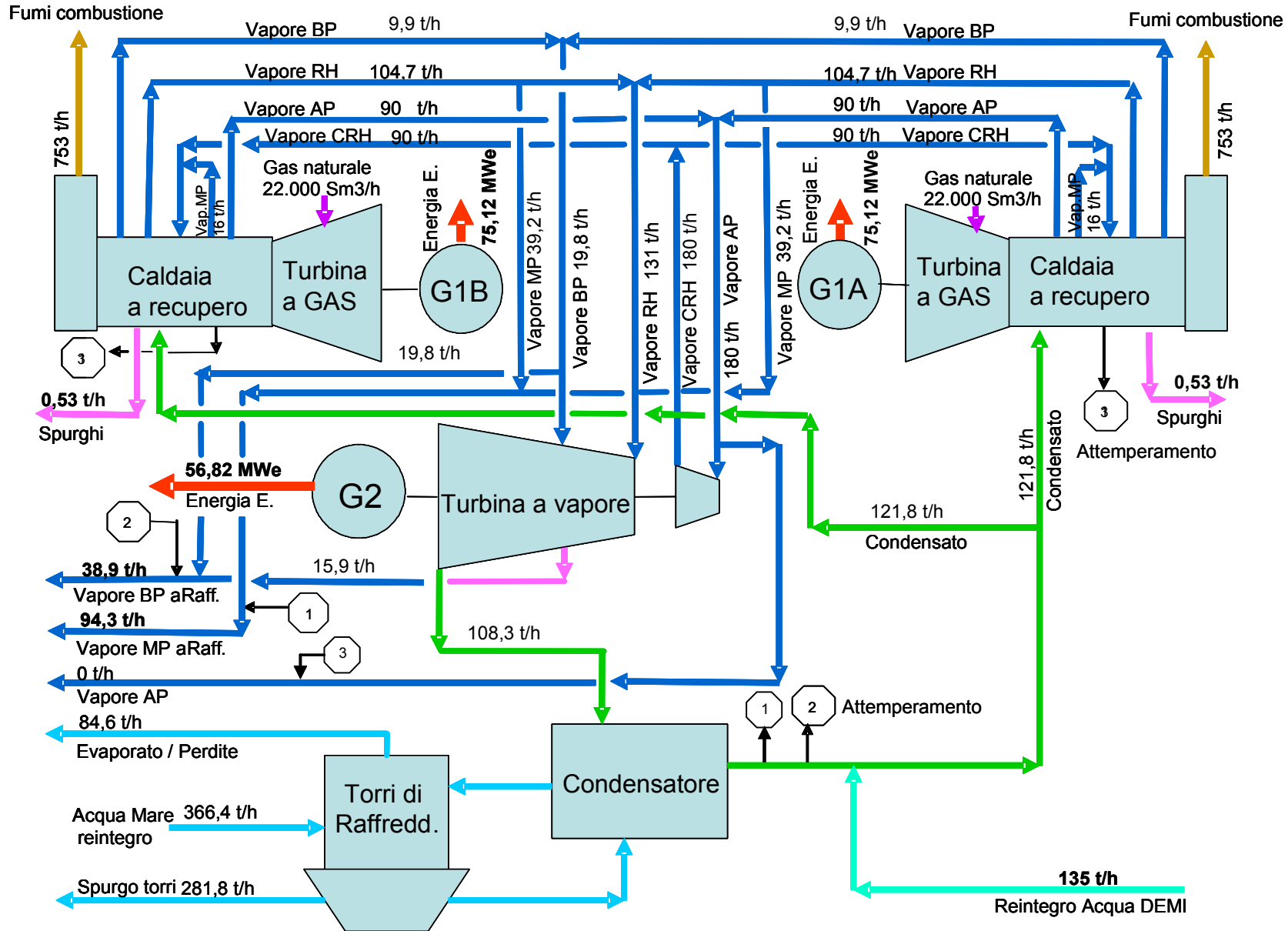


Figura 6.3-E: Bilancio materiali ed energia per il ciclo da 240 MWe in condizioni di massima estrazione

Il bilancio energetico dell'intera centrale nell'assetto cogenerativo di progetto, è schematizzato nella seguente figura.

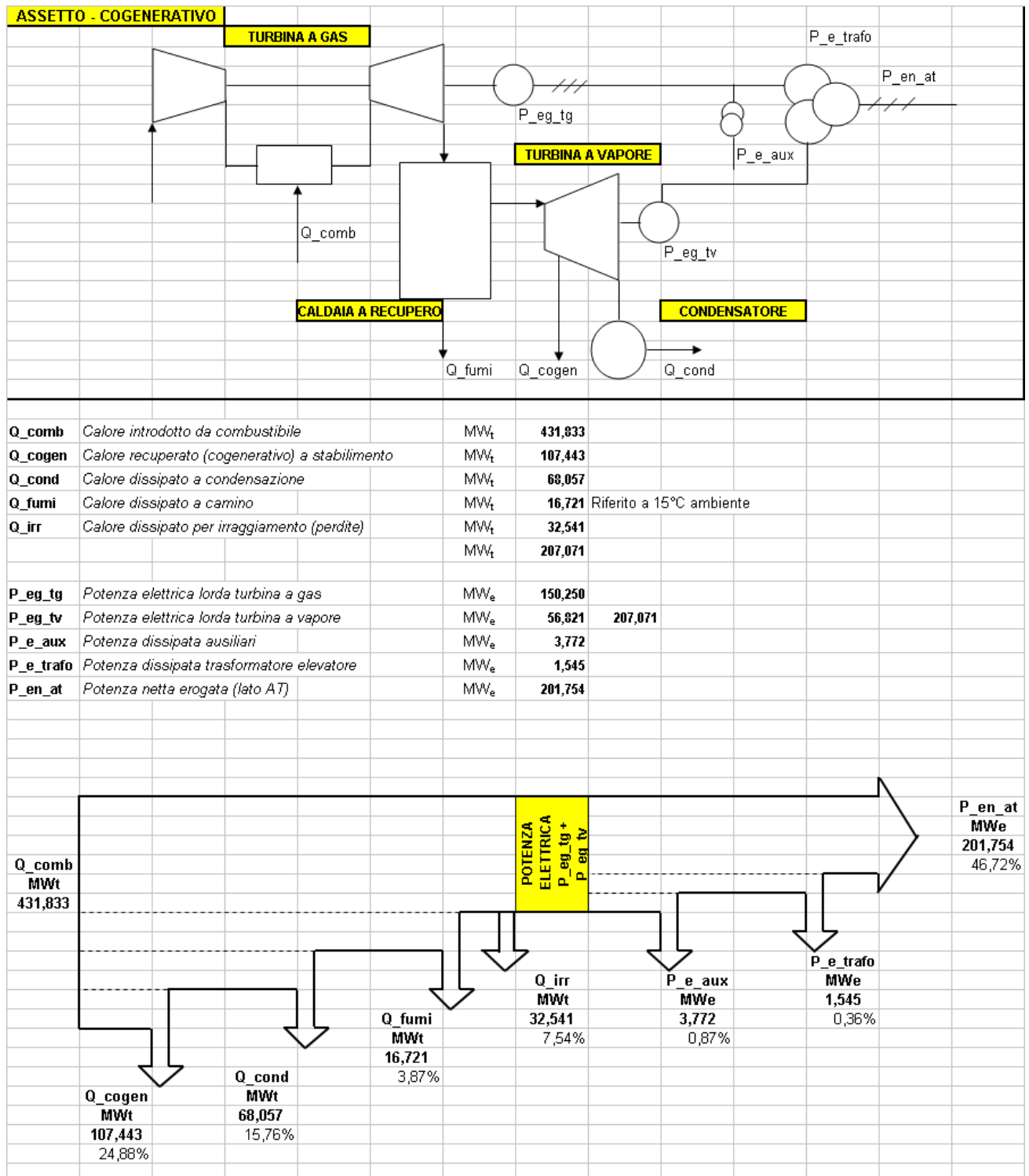


Figura 6.3-F:– Bilancio energetico della centrale a ciclo combinato nell'assetto di massima cogenerazione.

#### **6.4. Opere lineari accessorie all'impianto di Cogenerazione**

Per realizzare il collegamento della Centrale EniPower alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) si rende necessaria la costruzione di un elettrodotto a 150 kV a doppia terna ottimizzata che si svilupperà dal suddetto impianto fino alla stazione elettrica di interconnessione, la costruzione della S. E. elettrica di interconnessione stessa e di due tratti in entra - esce per il raccordo di quest'ultima, sia all'elettrodotto in doppia terna 220/150 kV " Pisticci –Taranto Nord", "Palagiano – Taranto Nord" e sia per il raccordo all'elettrodotto a 150kV" Palagiano – Sural" .

Per quanto riguarda la fornitura di gas naturale combustibile che alimenta le turbine a gas (il cui consumo medio orario riferito a 15°C stimato è pari a circa 44.000 Sm<sup>3</sup>/h), esso sarà reso disponibile da Snam Rete Gas ai limiti di batteria della centrale.

La nuova connessione sarà dimensionata per una portata futura di circa 60.000 Sm<sup>3</sup>/h, per soddisfare un'eventuale alimentazione con gas naturale della turbina a gas esistente TG7501-G5 in casi di indisponibilità di gas di Raffineria.

Il punto di connessione al nuovo gasdotto che è in corso di autorizzazione da parte di Snam Rete Gas, e che è funzionale alle attività della Raffineria di Taranto, sarà in corrispondenza della Raffineria .

Una stazione di misura fiscale della portata verrà installata entro l'area dello Stabilimento. Il collettore di alimentazione dalla rete gas è di 1a Specie sufficiente a garantire la minima pressione di alimentazione necessaria per le turbine a gas.

##### **6.4.1. Elettrodotto**

Il criterio di progettazione adottato è tale da garantire valori di induzione magnetica inferiori a 3  $\mu$ T presso tutti i recettori abitati dislocati lungo il percorso.

Le caratteristiche elettriche di progetto dell'elettrodotto sono le seguenti:

Tensione nominale	150	kV
Tensione massima del sistema	170	kV
Corrente nominale	800	A
Potenza nominale	210	MVA

### *Alternative di progetto*

Le possibili vie di uscita dallo Stabilimento Eni R&M, sito nella zona industriale di Taranto, le linee a 150 kV Palagiano - Taranto Nord e Palagiano -Sural sono sostanzialmente tre:

- la prima, in direzione Nord verso il territorio del Comune di Statte, incontra una serie continua di Stabilimenti, cave ed aree protette (SIC) che non permettono il passaggio di un elettrodotto;
- la seconda in direzione Nord – Ovest verso il territorio del Comune di Massafra, con percorso parallelo alla SS n. 7 Appia; anche in questo caso la forte urbanizzazione e la presenza di aree protette (SIC e Gravine) condizionano fortemente la presenza di un elettrodotto;
- la terza, anch'essa in direzione Nord – Ovest verso il territorio del Comune di Massafra, attraversa il territorio del Comune di Taranto prevedendo un tratto di linea in cavo, della lunghezza di 3,8 Km ca., che minimizza le interferenze con le aree soggette a sviluppo artigianale-industriale presenti. In tali aree, di competenza dall'Autorità Portuale di Taranto, la posa dei cavi avverrà in un corridoio tecnologico da realizzare nella fascia di rispetto della S.S. N° 106 Ionica.

Il tracciato prosegue in aereo percorrendo aree agricole e, a partire dalla località Torre Troilo, si pone all'interno di un secondo corridoio tecnologico costituito dalla linea 150 kV Palagiano- Sural e da una linea MT. Successivamente entra nel territorio del Comune di Massafra attraversando aree agricole che permettono il collegamento nella futura stazione elettrica.

Per le ragioni illustrate sopra il tracciato scelto è quello relativo alla terza ipotesi

Nella Figura 6.4-B è stato rappresentato il tracciato della soluzione prospettata.

### *Descrizione del tracciato*

Il tracciato esce in aereo dall'impianto di produzione sito nell'Area Industriale di Taranto (raffineria Eni di R&M), con orientamento Ovest, attraversa le Ferrovie Bari - Taranto e Napoli – Taranto e la SS n.106; prosegue parallelamente al SS n.106 per circa 0,8 km e, successivamente, il tracciato prosegue in cavo sotterraneo, in

direzione Nord – Ovest, per una lunghezza di circa 3,8 km fino alla interferenza con il Canale della Sforvara. Durante questo tratto il tracciato è posto parallelo alla SS n. 106, al limite della fascia di rispetto della stessa, sottopassa con sistemi di perforazione adeguati, alcune infrastrutture, quali: 1° canale di scarico ILVA, binari ferroviari, rete idrica, ecc.

In corrispondenza degli attraversamenti della linea ferroviaria Napoli – Taranto e del 2° canale di scarico ILVA, il cavo sarà inserito in canalette ancorate alle travi del viadotto della SS. 106 sugli attraversamenti suddetti.

Il tracciato prosegue sempre in cavo sotterraneo percorrendo la SS n. 106 “complanaria” fino allo svincolo per il futuro Mercato Ortofrutticolo, da questo punto prosegue con orientamento Nord fino a raggiungere il punto, posto nelle vicinanze del Canale della Sforvara, dove è previsto il passaggio da cavo in aereo.

Il tracciato continua in direzione Nord – Nord – Est su terreni agricoli fino alla località Torre Trailo, dove devia in direzione Nord – Ovest per poi proseguire all’interno del corridoio tecnologico costituito da linee elettriche esistenti; dopo un percorso di circa 1,12 km il tracciato compie una variazione di direzione per allontanarsi da alcune case d’abitazione, per poi rientrare nel corridoio dopo circa 0,7 km.

Il tracciato prosegue, sempre all’interno di detto corridoio, raggiungendo il territorio del Comune di Massafra, sottopassa successivamente la linea elettrica 220/150 Taranto – Palagiano,, attraversa superiormente la linea MT, quindi devia verso Ovest per raggiungere la Stazione Elettrica di Connessione.

La nuova Stazione Elettrica di Connessione sarà collegata con due raccordi a semplice terna alla linea a 150 kV Taranto – Palagiano e con ulteriori due raccordi alla linea a 150 kV Palagiano – Sural Il territorio attraversato dal tratto aereo e dai raccordi è costituito prevalentemente da terreni dedicati a seminativo e a colture pregiate (vigneti, uliveti, agrumeti, ecc), mentre il tratto in cavo sotterraneo interessa strade e fasce di rispetto (stradali o di futuro metanodotto).

La lunghezza totale del tracciato è di 12,7 km circa.

Il tracciato ricade nei Comuni di Taranto per 8,5 km circa (di cui 3,8 km in cavo sotterraneo) e di Massafra per 4,2 km circa di cui 1,00 km ne costituisce i raccordi di entrata – uscita.

### *Stazione elettrica a 150 kV di interconnessione alla rete di trasmissione nazionale*

La stazione di connessione permette di collegare alla rete nazionale di a 150 kV la potenza generata dalla Centrale a ciclo combinato di Taranto.

La stazione elettrica è ubicata nei pressi della Masseria Zicolillo.

L'impianto occupa un'area di circa 13.000 m<sup>2</sup>.

L'accesso alla stazione avverrà direttamente dalla strada comunale collegata alla rete stradale provinciale.

Il sito individuato consente di ottenere, dopo opportune opere di livellamento, la superficie richiesta.

Sopra tale area sarà possibile realizzare una Stazione costituita da una sezione a 150 kV a doppia sbarra con isolamento in aria, con n. 10 stalli di linea (centrale 1 e 2, due linee per Palagiano e Taranto Nord, due linee per Palagiano e Sural, due stalli per il parallelo e due linee 2 future).

I servizi ausiliari in c.a. saranno alimentati da trasformatori MT/BT alimentati dalla rete MT locale e integrati da un gruppo elettrogeno di emergenza.

Le utenze relative ai sistemi di protezione e controllo saranno alimentate in c.c. tramite batteria tenuta in carica a tampone con raddrizzatore.

Nella stazione verranno realizzati:

- un edificio in muratura (sala quadri) a pianta rettangolare di dimensioni esterne 20 x 10 m, con altezza fuori terra di ca. 3,50 m, dove verranno installati i servizi ausiliari, i sistemi di comando e segnalazione centralizzati e le apparecchiature di teleconduzione, la superficie coperta è di ca. 200 m<sup>2</sup> e la cubatura totale di ca. 700 m<sup>3</sup>.

- n.5 chioschi prefabbricati a pianta rettangolare di dimensioni esterne di 3,20 x 5,60 m, con altezza fuori terra di ca. 3,50 m, dove verranno installati i sistemi di protezione e controllo locale degli stalli; la superficie coperta da ciascun chiosco è di ca. 11 m<sup>2</sup> e la cubatura totale di ca. 35 m<sup>3</sup>.

La copertura di tutti gli edifici sarà a tetto piano e opportunamente coibentata e impermeabilizzata; gli infissi saranno in alluminio anodizzato naturale.

La figura seguente riporta la Planimetria della stazione.

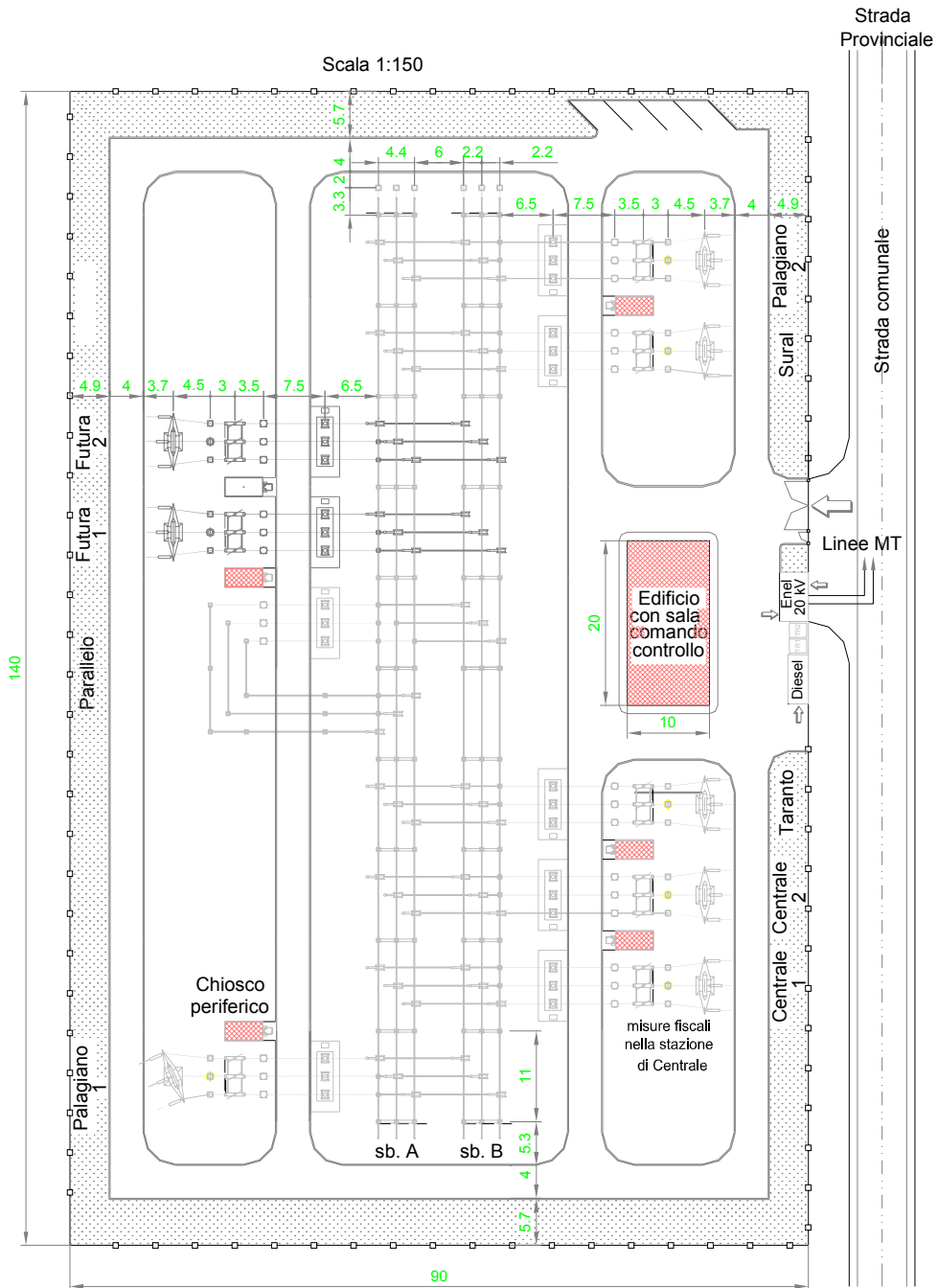


Figura 6.4-A: Pianta stazione 150 kV.



**Figura 6.4-B: Tracciato dell'elettrodotto (Comune di Taranto)**

**Figura 6.3 C: Tracciato dell'elettrodotto (Comune di Massafra)**

## **6.5. Fase di costruzione, precommissioning, commissioning e start-up**

### **6.5.1. Premessa**

Questo paragrafo è dedicato alla descrizione delle attività che compongono la fase di costruzione, prove ed avviamento dell'Impianto di Cogenerazione a Ciclo Combinato.

Dopo una breve descrizione delle aree interessate dai lavori viene descritta in dettaglio la sequenza di attività svolte durante la fase di costruzione. Dopodiché si è proceduto ad una quantificazione dei mezzi di cantiere utilizzati e ad una stima dell'indotto delle attività di cantiere sui flussi di traffico dell'area circostante.

Le ultime parti del paragrafo sono infine dedicate alla tempistica di tali attività ed alla quantificazione del personale impiegato.

Per completezza viene fornita ai paragrafi seguenti una breve descrizione della fase di costruzione dell'elettrodotto.

La quantificazione dei materiali necessari, dei consumi di servizi e dei rilasci nell'ambiente durante le attività di costruzione dell'Impianto di Cogenerazione è stata effettuata nel paragrafo 6.7.1.

### **6.5.2. Attività di costruzione – Impianto di Cogenerazione a Ciclo Combinato**

Di seguito è indicata la sequenza delle attività che saranno svolte durante la fase di costruzione:

- Preparazione delle aree interessate dai lavori (livellamento dell'area ed allestimento delle aree temporanee di cantiere per le imprese e per l'accumulo del materiale da demolizione e sbancamenti)
- Terrazzamento zona sottostazione GIS a piano di Raffineria;
- Opere civili e fabbricati
- Montaggi meccanici

- Montaggi elettrici
- Montaggi strumentazione
- Coibentazioni e verniciature
- Precommissioning
- Commissioning

#### *Aree interessate dai lavori*

La centrale a ciclo combinato sarà realizzata su un terreno interno alla Raffineria Eni, di proprietà della stessa, avente una superficie di circa 20.400 m<sup>2</sup> secondo un profilo irregolare.

Il terreno si presenta in rilievo rispetto al piano campagna della Raffineria di circa 3,5 m, con presenza di strutture murarie di lieve entità e di baracche destinate alle imprese di costruzione e manutenzione della Raffineria e della Centrale che necessitano di demolizione.

Le aree temporanee di cantiere sono relative alle officine di prefabbricazione e costruzione, uffici provvisori e servizi per personale, aree di stoccaggio ed immagazzinamento dei materiali di costruzione, area di parcheggio dei mezzi di trasporto del personale impiegato nella realizzazione.

Le aree temporanee di cantiere verranno allestite interamente all'interno dell'area di proprietà destinata alla nuova realizzazione, in totale assenza pertanto di occupazione temporanea e/o saltuaria di suolo pubblico.

In particolare sarà realizzato all'interno dell'area di cantiere un parcheggio provvisorio per i mezzi di trasporto del personale impiegato nella fase di costruzione, evitando in tal modo qualsiasi interferenza sulla viabilità delle strade pubbliche limitrofe.

#### *Opere civili*

Le opere civili principali previste sono:

- Scavi e riporti per livellare il piano campagna alla quota della Raffineria Eni
- realizzazione delle fondazioni per le nuove apparecchiature; le principali opere saranno quelle relative alle apparecchiature più pesanti, quali turbine, generatori

di vapore a recupero, compressori, condensatori e le torri di raffreddamento. Sono previste, in relazione alle caratteristiche geotecniche dei terreni, fondazioni palificate.

- realizzazione di strade interne, piazzali e pavimentazione integrale dell'area di processo;
- costruzione dei sistemi di raccolta e smaltimento delle acque reflue e delle tubazioni interrato, con relative tracce;
- realizzazione dei percorsi interrati per le nuove parti dell'impianto elettrico e della strumentazione.

Di seguito sono indicate le modalità di esecuzione delle opere civili sopra citate.

#### Scavi e riporti

Gli scavi saranno eseguiti secondo il seguente criterio:

- 1) Livellamento del terreno destinato alla nuova centrale a ciclo combinato fino al piano campagna della Raffineria e rimozione dello strato di terreno.
- 2) Ove non sia necessario il livellamento fino al piano campagna della Raffineria si provvederà ad una preliminare rimozione di circa 200 mm dello strato superficiale di terreno.
- 3) Scavo generale o in sezione ristretta in corrispondenza delle fondazioni o di opere interrate e successivo riempimento con materiale di riporto proveniente dagli scavi o da cava al termine dell'esecuzione delle opere
- 4) Esecuzione delle fondazioni e delle palificazioni.
- 5) Riempimento finale dell'area fino al livello di pavimentazione.

L'esecuzione delle opere di fondazione, la costruzione delle reti interrate (cunicoli, pozzetti, ecc.), la pavimentazione delle aree richiedono operazioni di scavo (e di formazione di sottofondo per le aree pavimentate) valutabili complessivamente in:

- scavi (incluso il livellamento del terreno)	68.100 m <sup>3</sup>
- reinterri (con terreno di scavo), incluso terrazzamento GIS	25.000 m <sup>3</sup>
- sottofondo pavimentazione	2.000 m <sup>3</sup>

con la conseguente collocazione in territorio del materiale residuo negli scavi per circa 43.100 m<sup>3</sup>.

Le terre di scavo saranno trattate nel rispetto delle procedure ambientali vigenti e in conformità a quanto dettato dal D.Lgs. 3 aprile 2006 n.152.

Il materiale proveniente dagli scavi sarà in parte riutilizzato per i rinterri nelle aree precedentemente oggetto dello scavo e in parte per la realizzazione dell'opera di livellamento a piano Raffineria dell'area della sottostazione elettrica (GIS) indicata nella Planimetria generale (Figura 6.3-A).

Il materiale residuo, avente un volume stimato di circa 43.100 m<sup>3</sup>, sarà riutilizzato per la realizzazione di un rilevato nella zona "sottoscarpata" lungo il lato ovest dell'area di raffineria.

L'area è attualmente sottoposta rispetto alle aree di impianto della raffineria, ad una quota che mediamente si stabilizza a +8,00 m.s.l.m., con un dislivello quindi di circa mt 12,00 rispetto alla quota di stabilimento (vedi Figura 6.5-A)

La finalità di tale progetto per il riutilizzo delle terre da scavo è quella di eliminare la necessità di portare a discarica il materiale residuo degli scavi, di decongestionare le aree di cantiere semplificando le attività logistiche ed organizzative dello stesso e di mitigare gli impatti sull'atmosfera derivanti dalla presenza di accumuli temporanei di terreno all'interno dello stabilimento.

I terreni provengono da aree di proprietà Eni Divisione R&M risultate conformi alla tabella 1 colonna B di cui all'Allegato 1 del DM 471/99 e per le quali la Conferenza dei Servizi decisoria del 3 agosto 2005 ha deliberato la restituzione agli usi legittimi. Il riutilizzo delle terre da scavo sarà effettuato con le modalità conformi alla legge vigente (D.Lgs. 152/06 art.186) e concordate con Eni (Divisione Refining & Marketing, Raffineria di Taranto) in quanto proprietaria dei terreni.

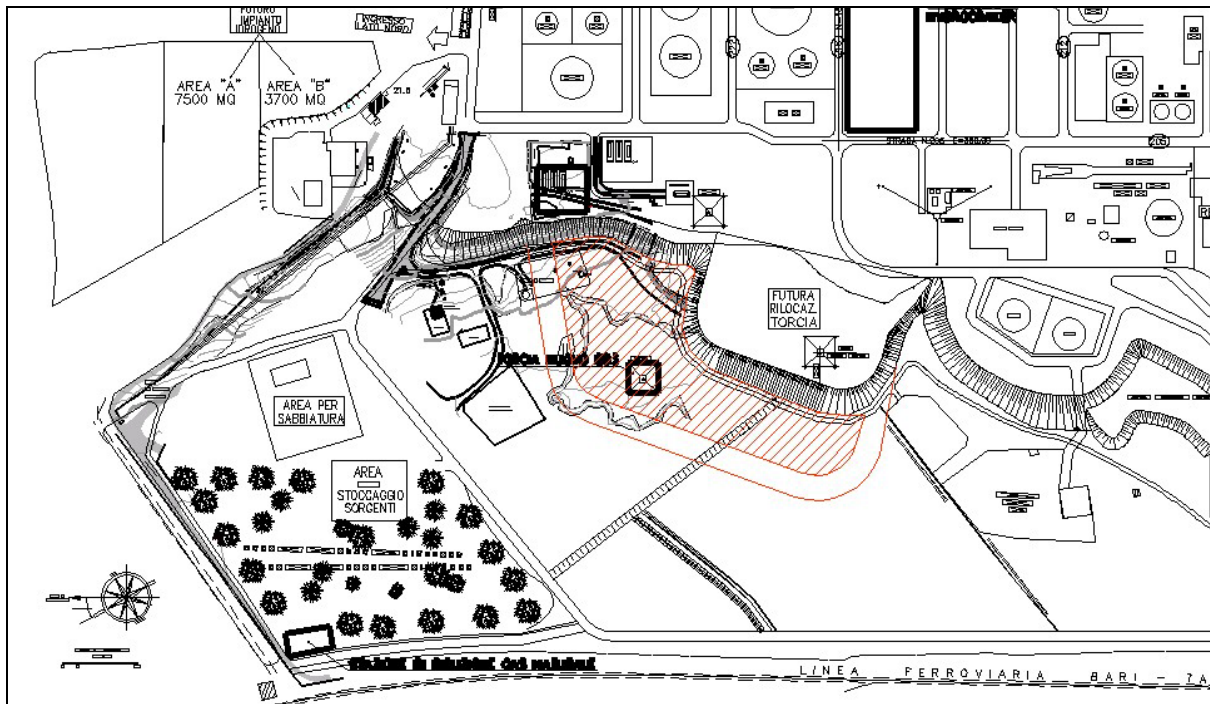


Figura 6.5–A Area posizionamento nuovo rilevato per riutilizzo volumi terre da scavo in eccedenza

### Fondazioni e Basamenti

Tutte le fondazioni avranno uno strato di 5 cm di cemento magro sul piano di posa. I tiranti e bulloni d'ancoraggio potranno essere inghiessati direttamente nel calcestruzzo o inseriti successivamente entro apposite tasche da riempire con malta.

La malta per il fissaggio ed il livellamento dei basamenti di fondazione, in questo ultimo caso di spessore medio di 2,5 cm, sarà opportunamente mescolata con cemento di tipo Portland e sabbia per tutte le apparecchiature ad eccezione delle turbine a gas, per i quali sarà prevista una malta anti-ritiro.

Nel caso la superficie del cemento sia esposta ad aggressività del suolo, saranno previste adeguate protezioni delle superfici esposte all'azione di tali agenti.

### Strade e piazzali

La larghezza delle strade sarà prevista con le seguenti dimensioni:

Strade principali:	8,0 m
Strade secondarie:	6,0 m
Piazzali:	in funzione dei criteri di utilizzo.

### Pavimentazioni

#### a) Pavimentazioni in calcestruzzo.

La pavimentazione in calcestruzzo sarà realizzata nelle aree dove le perdite o spillamenti di liquido inquinante (stazione di pompaggio, zone di scarico, ecc.) possono verificarsi.

Dette pavimentazioni saranno finite con stagge, e rinforzate con rete metallica di rinforzo.

La pavimentazione sarà suddivisa in aree delimitate da giunti.

La pavimentazione sarà realizzata su opportuno strato granulare di base compattata adeguatamente ed avrà spessore di 150 o 200 mm in base all'entità dei carichi previsti: nelle aree in cui è previsto un passaggio di traffico pesante, lo spessore della pavimentazione in calcestruzzo sarà di 200 mm con due strati di rete metallica d'armatura.



b) Aree ghiaiose.

Le zone non soggette ad inquinamento saranno ricoperte con uno strato di 50 mm di ghiaia.

c) Altre aree.

Il terreno nelle rimanenti aree non interessate da apparecchiature o insediamenti sarà semplicemente livellato senza prevedere alcun rivestimento.

Fondazioni di serbatoi (ove applicabile)

In base alle dimensioni dei serbatoi, le fondazioni saranno progettate con anello di bordo costituito da trave in c.a. o in pietrame.

Sistema approvvigionamento e scarico dell'acqua mare

a) Approvvigionamento acqua mare

L'approvvigionamento dell'acqua mare per gli utilizzi del ciclo combinato (reintegro perdite del circuito di raffreddamento a torre) prevede l'esecuzione di una connessione per un breve tratto dalla rete di Raffineria presente in prossimità dell'area destinata alla nuova centrale ed è dimensionato per una portata di circa 1.200 m<sup>3</sup>/h.

b) Opere di scarico

E' previsto di realizzare un collegamento alla rete di fogne bianche della Raffineria dimensionato per una portata di circa 900 m<sup>3</sup>/h da realizzarsi mediante un breve tratto di linea.

Rivestimenti anticorrosivi

Mattoni antiacido ed adeguata membrana di impermeabilizzazione verranno previsti dove necessario nelle aree in prossimità ai sistemi di additivazione con reagenti chimici (reagenti di caldaia, reagenti di torre e condizionamenti del circuito chiuso di raffreddamento secondario).

Recinzioni ed ingressi

Poiché la centrale è inserita all'interno della Raffineria, non è prevista alcuna recinzione relativamente alle isole delle macchine, del sistema di raffreddamento ed all'area della sala controllo.

Saranno invece previste recinzioni per la cabina di misura del metano e per la nuova sottostazione a 150 kV in quanto in esse sono presenti sistemi fiscali (Snam Rete Gas, UTIF) che debbono essere verificabili da enti terzi.

Gli ingressi alle recinzioni saranno realizzati con appositi tubolari e pannelli in acciaio galvanizzato.

#### Sistemi di fognatura

a) Sistema acque piovane

Il sistema di drenaggio è costituito da tubazioni interrate in PVC principalmente ubicate in corrispondenza dei lati delle strade.

Il dimensionamento sarà effettuato in base ai dati di piovosità dell'area ed utilizzando il criterio del tempo di corrivazione. Tali acque saranno fatte defluire nella rete di fogne accidentalmente oleose della Raffineria mediante sistema a gravità.

b) Scarichi potenzialmente inquinabili

Gli scarichi potenzialmente inquinabili che interessano aree circostanti macchine e serbatoi utilizzanti oli verranno convogliati al trattamento delle fogne oleose tramite tubazioni in PVC.

c) Scarichi sanitari

Gli scarichi sanitari dagli edifici verranno convogliati tramite tubazioni in PVC alla rete fognaria di Raffineria e quindi a trattamento c/o l'impianto TAE di Raffineria dotato di una sezione di trattamento.

d) Scarichi potenzialmente inquinabili da reagenti chimici

Gli scarichi potenzialmente inquinabili che interessano aree circostanti macchine e serbatoi utilizzanti agenti chimici verranno raccolti in vasche con rivestimento antiacido e smaltiti ai sensi della normativa vigente nel settore rifiuti.

e) Scarichi da reflui di lavaggio compressori delle turbine a gas

I reflui di lavaggio dei compressori delle turbine a gas della nuova centrale saranno raccolti in apposite vasche di contenimento e smaltiti ai sensi della normativa vigente nel settore rifiuti.

#### Tubazioni interrate

Le tubazioni di impianto in acciaio, quando interrate, saranno posate direttamente entro trincea scavata nel terreno e successivamente sarà eseguito il rinfianco con sabbia.

Le opere civili relative a queste reti consistono generalmente nello scavo e nel rinterro dei cunicoli, nell'esecuzione di pozzetti in cemento per valvole e flangie e di basamenti in cemento per l'ancoraggio degli idranti.

#### Racks di connessione e supporti tubi

Le tubazioni tra le unità ed i servizi potranno essere supportate sia per mezzo di telai in struttura metallica che tramite supporti in cemento armato.

Le fondazioni dei supporti saranno posate 0,5 m al di sotto della superficie del terreno.

#### Cavi elettrici e strumentali

I cavi elettrici di potenza e di illuminazione saranno interrati e protetti con mattoni in cemento dipinti di rosso oppure saranno installati sul pipe-rack.

Fondazioni in cemento saranno realizzate per i lampioni ubicati lungo le strade e le aree di parcheggio.

Pozzetti di cemento prefabbricato per messa a terra verranno realizzati secondo lo standard costruttivo.

I cavi di strumentazione potranno essere interrati oppure installati su un piano del rack, se lo spazio è disponibile.

In caso di attraversamento di strade saranno previsti cunicoli in blocchi di cemento e tubazioni in PVC per protezione dei cavi elettrici e di strumentazione.

#### Cabinati ed edifici

E' previsto che nell'area della nuova centrale elettrica a ciclo combinato sorgeranno i seguenti cabinati ed edifici, ciascuno dotato di proprio sistema di condizionamento

(o ventilazione) e di sistema di antincendio adatto per proteggere il tipo di apparecchiature o strutture in esso contenute:

### Due cabinati turbine a gas per installazione esterna

La turbina a gas e relativo alternatore di ciascun gruppo di potenza vengono installati all'interno di cabinati, realizzati con struttura in carpenteria metallica e pannelli isolanti.

Scopo di detti cabinati, dotati di ventilazione, è quello di provvedere alla protezione delle apparecchiature nei confronti degli agenti atmosferici e di assicurare la riduzione dell'impatto acustico nel rispetto dei limiti richiesti.

Il treno è posizionato a terra.

Le dimensioni stimate di ogni cabinato per le turbine a gas sono le seguenti:

Lunghezza: 17,0 m

Larghezza: 6,0 m

Altezza: 6,4 m

La struttura del filtro di aspirazione dell'aria comburente della turbina a gas viene appoggiato sul tetto del cabinato.

L'alternatore è alloggiato in un cabinato allargato adiacente alla turbina le cui dimensioni sono le seguenti:

Lunghezza: 16,5 m

Larghezza: 9,0 m

Altezza: 6,4 m

Sono previsti in prossimità della turbina a gas dei container per alloggiare i quadri degli interruttori dei generatori, i quadri di media tensione, di strumentazione ed il sistema di avviatore statico della macchina dedicati al gruppo.

Le dimensioni stimate dei container sono le seguenti:

Container di controllo:

Lunghezza: 12,0 m

Larghezza: 5,5 m

Altezza: 3,0 m

-Container per alloggiamento ausiliari alternatore turbina a gas:

Lunghezza: 7,5 m

Larghezza: 4,0 m

Altezza: 4,2 m

Viene infine previsto uno spazio antistante l'alternatore per consentirne l'estrazione del rotore mentre per la rimozione dei componenti si utilizza la strada a fianco dell'isola di potenza mediante gru mobili.

Le turbine a gas sono servite da un carroponete da circa 20 t per la manutenzione delle macchine.

#### Edificio turbina a vapore

La turbina a vapore e relativo alternatore viene installata in una propria sala macchine, realizzata con struttura in carpenteria metallica e pannelli isolanti, dimensionati per un'attenuazione di circa 10 dB.

Le dimensioni della sala sono le seguenti:

- Lunghezza: 45,0 m
- Larghezza: 20,0 m
- Altezza: 30,0 m

L'edificio, realizzato con struttura portante metallica e pannelli, è realizzato in modo da poter essere smantellato in caso di necessità per manutenzioni eccezionali.

Il treno è posizionato ad una quota di circa 12 m di elevazione per consentire lo scarico della turbina verso il basso. Le macchine sono all'interno di cabinati insonorizzati e ventilati, dimensionati per una riduzione del rumore a 85 dB(A) ad 1 m.

All'interno dell'edificio turbina sono installati tutti gli ausiliari del treno ed è predisposto lo spazio per la manutenzione della macchina, per la quale viene utilizzato un carroponete da 65 t, con le vie di corsa a 25 m di altezza.

Viene infine previsto uno spazio antistante l'alternatore per consentirne l'estrazione del rotore e una baia di carico per la rimozione dei componenti.

A fianco dell'edificio turbina è ubicato il piperack per l'alloggiamento delle stazioni di riduzione vapore che viene coperto con struttura portante metallica e pannelli per limitare l'emissione sonora nell'area circostante.

#### Edificio sala controllo / quadri elettrici / strumentali caldaie, turbina a vapore e servizi ausiliari

L'edificio, in muratura, è costituito da 2 piani.

Le sue dimensioni sono:

- Lunghezza: 40,0 m
- Larghezza: 20,0 m
- Altezza: 11,5 m

L'edificio è utilizzato in parte come sala tecnica per l'alloggiamento dei quadri elettrici di distribuzione di media e bassa tensione delle caldaie a recupero, turbina a vapore e dei servizi ausiliari comuni dell'impianto ed in parte come sala di controllo principale.

#### Edificio sottostazione elettrica

La sottostazione elettrica di tipo GIS è alloggiata al coperto all'interno di un edificio, in muratura, inclusivo di una sala di controllo elettrica locale, le cui dimensioni complessive sono:

- Lunghezza: 16 m
- Larghezza: 9 m
- Altezza: 11, m

Affiancata alla sottostazione è prevista una sala quadri elettrici per le misure fiscali del GRTN, le cui dimensioni stimate sono:

- Lunghezza: 4 m
- Larghezza: 9 m
- Altezza: 3 m

La sottostazione GIS è servita da un carroponete da circa 3 t per la manutenzione delle apparecchiature.

#### Cabina misure metano e sala compressori

Nell'area della cabina metano è prevista l'installazione di una sala in muratura per il personale della Snam Rete Gas le cui dimensioni sono:

- Lunghezza: 9,0 m
- Larghezza: 7,5 m
- Altezza: 3,0 m

Adiacente alla sezione di filtrazione e misura, installata all'aperto con una recinzione di contenimento, è installato il sistema di riduzione e preriscaldamento del gas metano; le dimensioni stimate in pianta sono:

- Lunghezza: 46,0 m
- Larghezza: 11 m
- Altezza recinzione 3 m

### *Montaggi meccanici*

Le principali attività svolte durante i montaggi meccanici sono le seguenti:

- montaggio delle strutture metalliche, tra le quali citiamo:
- prefabbricazione di tubazioni e della relativa supportazione;
- installazione delle nuove apparecchiature (turbine, caldaie, condensatori, compressori, pompe, eiettori, ventilatori, colonne, altri macchinari);
- montaggio di scale e passerelle per le apparecchiature;
- montaggio delle tubazioni prefabbricate;
- test idraulici delle tubazioni e delle parti in pressione.

### *Montaggi elettrici*

Le principali attività svolte durante i montaggi elettrici sono le seguenti:

- stesura passerelle cavi e cavi, posa condotti e allacciamenti alle utenze;
- lavori elettrici nelle cabine elettriche;
- installazione delle parti nuove del sistema di illuminazione;
- stesura rete di terra.

### *Montaggi strumentazione*

I montaggi principali eseguiti in questa fase riguarderanno:

- installazione passerelle cavi strumenti e punti di interconnessione;
- installazione cavi e multicavi strumenti;
- installazione strumenti di misura;
- installazione apparecchiature sistema di controllo.

### *Verniciature e coibentazioni*

Le coibentazioni calde e fredde dei circuiti previsti coibentati saranno eseguite dopo il montaggio delle apparecchiature ed il collaudo delle tubazioni.

Si prevede che le apparecchiature e le strutture metalliche verranno sabbiate e primerizzate presso le officine esterne di costruzione o prefabbricazione, mentre le



tubazioni e la relativa supportazione saranno sabbiate e primerizzate in aree apposite all'interno dello Stabilimento.

Sarà infine effettuata la verniciatura finale delle apparecchiature, delle strutture metalliche, delle tubazioni e della supportazione relativa, ove previsto.

#### *Completamento lavori, Precommissioning e Commissioning*

Al termine delle fasi sopra elencate sarà svolta la seguente sequenza di attività:

- completamento meccanico;
- precommissioning;
- commissioning;

In particolare, in questa fase saranno svolti tutti i collaudi di legge necessari all'autorizzazione all'esercizio da parte degli enti competenti (Vigili del Fuoco, ASL,...).

Durante il completamento dei lavori le singole imprese impegnate nella costruzione e nei montaggi termineranno le parti di loro competenza. Inoltre saranno effettuati i test idraulici delle tubazioni e dei serbatoi, i controlli e le prove della continuità elettrica dei cavi posati, il controllo e le prove dei sistemi di strumentazione e di sicurezza.

Nel precommissioning avverrà la cosiddetta "verifica di conformità" il cui scopo è di verificare la piena rispondenza dell'impianto con la documentazione dell'ingegneria (schemi di marcia, specifiche, disegni, standard costruttivi, etc.).

Saranno inoltre eseguite tutte le pulizie, i lavaggi ed i soffiaggi delle tubazioni e delle apparecchiature, con in particolare l'ispezione interna e la pulizia di tutti i recipienti (colonne, serbatoi, separatori etc.) ed il flussaggio di tutte le linee effettuato mediante soffiaggi con azoto o vapore.

Sui circuiti di lubrificazione, di tenuta e di controllo delle macchine sarà effettuato il flussaggio con oli temporanei, prima del riempimento con lubrificanti definitivi.

Infine saranno effettuati i riempimenti con i chemicals, prima della chiusura definitiva delle apparecchiature dopo l'ispezione e il completamento dei montaggi degli interni.

La fase si chiude con una serie di controlli e di verifiche:

- prove del sistema di controllo;
- controllo e taratura degli strumenti installati;
- prove dei sistemi di strumentazione ed elettrici;
- rodaggio dei motori;
- verifica dei manuali operativi, nonché delle istruzioni di avviamento, fermata, marcia e manutenzione delle apparecchiature;
- formazione, in aula ed in campo, degli operatori.

In particolare, saranno svolte tutte le verifiche e gli allineamenti dei sistemi di controllo della strumentazione, dei sistemi di monitoraggio e delle valvole di controllo, nonché prove di intervento sui blocchi e sugli allarmi.

Dove richiesto saranno eseguite attività di sgrassaggio e/o passivazione con circolazione di chemicals.

Si svolgeranno prove, con tensioni elettriche di progetto, di polarità, rotazione, operabilità dei motori elettrici (e marcia senza carico) e dei sistemi di comando meccanici e pneumatici.

Si verificherà che tutte le valvole di sicurezza siano state collaudate e tarate alla pressione di scatto.

Infine saranno completate le pulizie, le verniciature e le coibentazioni e le tracciature elettriche ancora mancanti.

Sarà inoltre controllata la disponibilità delle parti di ricambio previste.

Inizierà quindi il commissioning, con le operazioni di attivazione dell'alimentazione fluidi di processo e servizi ai limiti di batteria.

Al termine delle operazioni preparatorie si procederà con lo start-up dell'impianto.

Durante l'avviamento dell'impianto saranno effettuate le operazioni di test run per verificare la conformità della capacità dell'impianto, delle rese e delle caratteristiche dei prodotti e dei consumi ai requisiti contrattuali.

*Mezzi di cantiere utilizzati*

L'opera che coinvolge il maggior numero di mezzi impegnati nella costruzione è la realizzazione della centrale elettrica. Per questa fase si è proceduto ad una stima del numero di mezzi che saranno utilizzati, mostrata nella Tabella 6.5-A.

Tali mezzi ed attrezzature verranno ricoverati all'interno dell'area di cantiere ove, salvo casi particolari, saranno anche sottoposti a manutenzione e riforniti.

<b>Macchine di movimento terra</b>	<b>Numero</b>
- scavatrici	4
- pale cariatrici	3
- autocarri ribaltabili	6
- ruspe, livellatrici	4
- rulli compressori	2
- asfaltatrici	2
<b>Macchine di movimento materiali</b>	<b>Numero</b>
- autobetoniere	2
- impianti mobili per il pompaggio del CLS	2
- trattori	4
- autogrù superiori a 300 t	2
- autogrù semoventi 15-150 t	12
- gru edilizie fisse	3
- autocarri con gru	4
- carrelli elevatori	6
<b>Macchine stazionarie</b>	<b>Numero</b>
- impianto fisso di produzione di CLS	1
- gruppi elettrogeni	2
- motocompressori	4
- motosaldatrici	4
- elettrosaldatrici	20
- macchine piegaferro	4
- imbullonatrici	4
<b>Macchine impattatrici</b>	<b>Numero</b>
- martelli pneumatici e perforatrici	3
- battipalo	1

**Tabella 6.5-A: mezzi utilizzati durante la fase di cantiere**

### *Personale impiegato e traffico indotto dal cantiere*

Per lo svolgimento delle attività di cantiere il numero totale di ore lavorative necessarie sarà di circa 1.250.000 ore dirette e di 550.000 ore indirette per un totale di circa 1.800.000 ore.

Pertanto, considerando che nella sua globalità, la fase di costruzione copre un arco di tempo complessivo di circa 23 mesi, le presenze medie in cantiere saranno di circa 290 unità nell'intero periodo con un picco intorno alle 530 unità nei periodi di massima attività.

Sulla base delle quantificazioni dei lavori da eseguire, si può assumere che le quantità da trasportare e le conseguenti movimentazioni complessive, basate su una media giornaliera, possano essere intorno ai 130 t/giorno, pari a 10 camion/giorno max.

Buona parte del personale impegnato nelle attività di cantiere potrà raggiungere lo Stabilimento utilizzando gli automezzi delle imprese.

Il flusso di traffico indotto, concentrato nei primi mesi del cantiere, rappresenta comunque una percentuale trascurabile rispetto a quanto attualmente esistente e non creerà pertanto problemi alla viabilità.

### *Tempistica*

L'area di costruzione rimarrà impegnata per tutto il periodo della realizzazione del nuovo impianto, che avrà una durata di circa 24 mesi, considerando che il cantiere dovrà rimanere parzialmente attivo anche durante le fasi di precommissioning e commissioning successive alla fase di costruzione vera e propria.

In particolare, l'articolazione delle fasi di progettazione e realizzazione delle opere è indicata in Figura 6.5-A nella quale sono specificate le seguenti attività:

- a) iter autorizzativo
- a) sviluppo dell'ingegneria di base,
- b) acquisto materiali, ingegneria e supervisione in campo (montaggi e preparazione all'avviamento) che interessa tutto l'arco di realizzazione dell'impianto;
- c) realizzazione delle opere civili e preparazione del terreno;
- d) esecuzione dei montaggi;
- e) commissioning e start-up;
- f) realizzazione del metanodotto ed elettrodotto, al fine del completamento dei lavori.

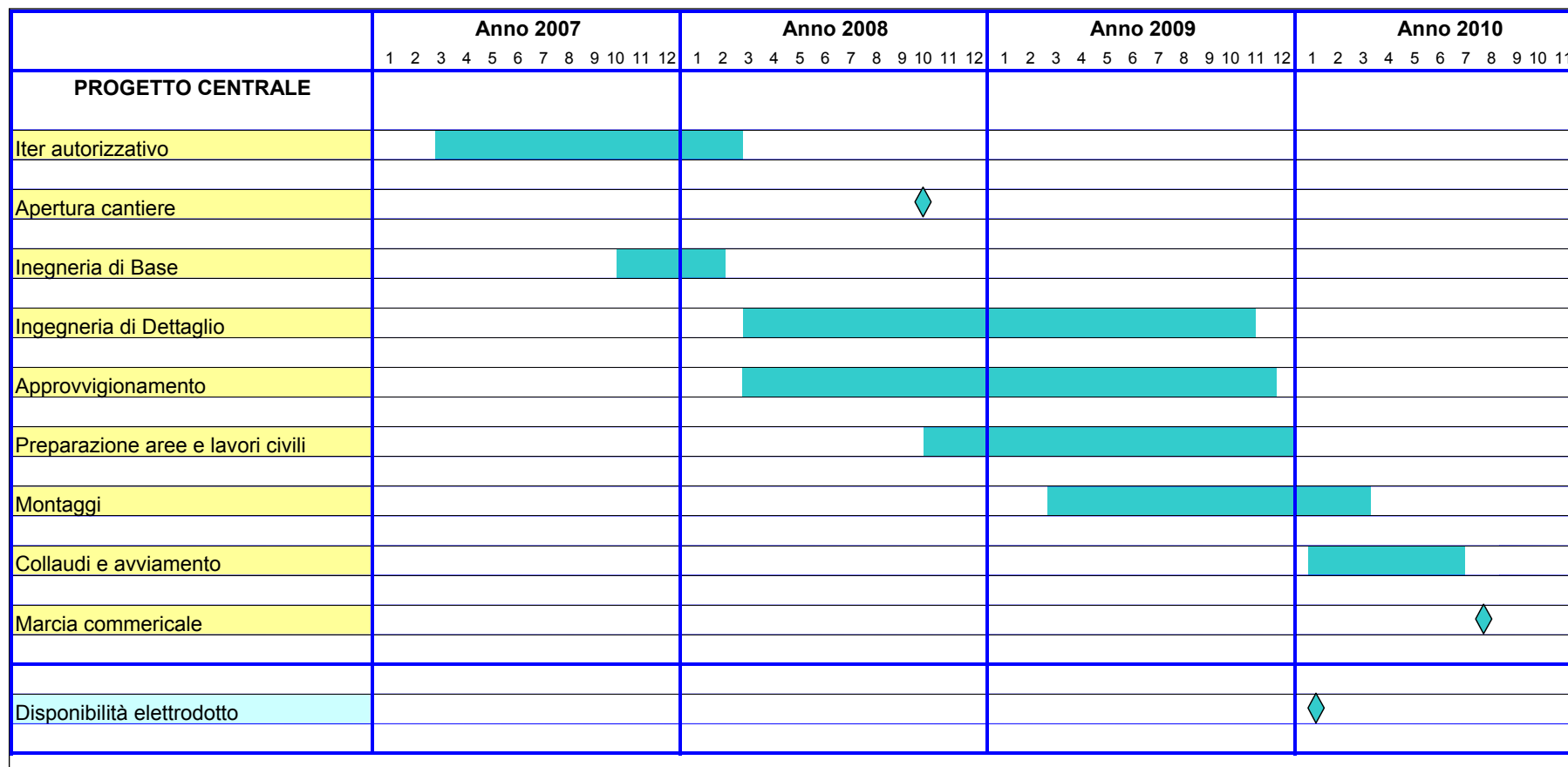


Figura 6.5-A: Diagramma tempi attività Progetto Centrale

### 6.5.3. Attività di costruzione relative all'elettrodotto

La realizzazione della tratta aerea dell'elettrodotto è suddivisibile in tre fasi principali. La prima operazione consiste nella costruzione delle fondazioni (esecuzione degli scavi, montaggio delle basi dei sostegni, posizionamento delle armature, getto del calcestruzzo e rinterro), si procede quindi al montaggio della parte superiore dei sostegni ed infine alla messa in opera dei conduttori e delle corde di guardia.

Preventivamente vengono definiti i servizi di cantiere, costituiti essenzialmente da un deposito di cantiere per il ricevimento e lo smistamento dei materiali ed attrezzature e dagli uffici di direzione e sorveglianza annessi.

Il cantiere sarà organizzato per squadre specializzate nelle varie fasi di attività (scavo delle fondazioni, getto dei blocchi di fondazione, montaggio dei tralicci, posa e tesatura dei conduttori), che svolgeranno il loro lavoro in successione sulle piazzole di realizzazione dei sostegni.

In ogni piazzola è prevedibile un'attività continuativa di 20 giorni, che, tenendo conto dei tempi di stagionatura dei getti di calcestruzzo, salgono a 50 giorni complessivi.

Le aree interessate dai lavori sono molto contenute, circa 100 m<sup>2</sup> a sostegno.

Per il rifornimento dei materiali di costruzione e per l'accesso dei mezzi alle piazzole si utilizzerà la viabilità esistente ed in limitati casi si realizzeranno brevi raccordi temporanei, evitando per il possibile importanti tagli di vegetazione. A fine attività tali raccordi saranno demoliti e verranno ripristinate le condizioni preesistenti, prevedendo per questo il rimboschimento delle suddette aree.

Per quanto riguarda la costruzione del tratto in cavo, la prima operazione consiste nella esecuzione degli scavi di trincea, del letto di posa e le camere – giunti, la seconda operazione riguarda lo stendimento del cavo di energia e del cavo a f.o. sopra il letto di posa ed il rinterro, mentre la terza operazione vede la realizzazione dei giunti e dei terminali cavo.

Anche per la tratta in cavo sotterraneo il cantiere sarà organizzato per squadre specializzate nelle varie fasi di attività (scavo e rinterro della trincea, esecuzione del letto di posa del cavo, stendimento del cavo, getto dei blocchi di fondazione, esecuzione dei giunti e dei terminali cavo e collaudi al sito).

In ogni buca giunti è prevedibile un'attività continuativa di 10 giorni per l'esecuzione dei giunti, che, con i tempi di stagionatura dei getti di calcestruzzo, salgono a 20 giorni complessivi.

Tenuto conto del fatto che il tracciato della tratta in cavo percorre circa 2,8 km di aree non interessate dal traffico automobilistico ed il restante percorre la dismessa SS n. 106 Jonica, i disagi causati dai lavori saranno molto contenuti. Per il rifornimento dei materiali di costruzione e per l'accesso dei mezzi alle buche giunti si utilizzerà la viabilità esistente ed in limitati casi si realizzeranno brevi raccordi temporanei, evitando per il possibile importanti tagli di vegetazione. A fine attività tali raccordi saranno demoliti e verranno ripristinate le condizioni preesistenti. I servizi di cantiere saranno in comune con quelli della tratta in aereo.

La realizzazione della Stazione di Connessione è suddivisibile in cinque fasi principali:

- scorticamento dell'area della Stazione per una profondità di 1,0 m circa;
- costruzione delle fondazioni (montaggio, con opportune dime, dei tirafondi di collegamento dei sostegni per le apparecchiature, posizionamento delle armature, getto del calcestruzzo e rinterro), costruzione dei cavidotti e messa in opera della rete di terra;
- montaggio dei sostegni e delle relative apparecchiature (TA, TV, Scaricatori, Sezinatori, Interruttori, ecc.), dei portali, delle sbarre ed alla messa in opera dei collegamenti aerei in corda e in tubo;
- costruzione degli edifici civili e box;
- montaggio del Sistema di Comando e Controllo (posa cavetterie, quadri ecc.)

Il programma dei lavori prevede, in linea di massima, che le attività di costruzione durino 12÷14 mesi, il cantiere, che sarà ubicato nell'area stessa della Stazione

#### *Personale ed Attrezzatura*

Il cantiere per l'elettrodotto, che sarà ubicato in un'area idonea (p.es. industriale, dismessa o di risulta), impiegherà un numero di persone da un minimo di 3 / 4 ad un massimo di ca. 24 persone durante la fase di tesatura e stendimento del cavo sotterraneo, ed occuperà le seguenti aree:

- circa 5.000 m<sup>2</sup> per piazzali, deposito materiali e carpenterie;



- un eventuale capannone della superficie di 200 m<sup>2</sup> per lo stoccaggio di - conduttori e morsetterie;
- altri spazi coperti per circa 20 m<sup>2</sup>, per la sistemazione di uffici, servizi igienici, ecc.

Il cantiere per la sottostazione impiegherà un numero di persone da un minimo di 10 ad un massimo di ca. 40 persone durante la fase di montaggio delle apparecchiature ed occuperà le seguenti aree:

- circa 7.000 m<sup>2</sup> per piazzali, deposito materiali e carpenterie;
- un capannone della superficie di 400 m<sup>2</sup> per lo stoccaggio di conduttori, morsetterie, quadri e apparecchiature BT.
- altri spazi coperti per circa 40 m<sup>2</sup>, per la sistemazione di uffici, servizi igienici, ecc

Il cantiere impiegherà orientativamente nelle varie fasi di attività i seguenti mezzi:

- un autocarro da trasporto;
- ~ un escavatore;
- un'autobetoniera;
- autogru per il montaggio dei sostegni;
- ~ elicottero;
- ~ un'attrezzatura di tesatura, costituita da un argano e da un freno;
- ~ carrucole per la posa dei conduttori e delle corde di guardia.
- attrezzatura per la posa del cavo di energia e del cavo ottico, costituita da un argano;
- rulli per la posa del cavo di energia e del cavo ottico.
- attrezzatura per il collaudo elettrico al sito.
- autogrù per il montaggio dei sostegni e delle apparecchiature;
- autocestelli per operazioni in elevazione;
- attrezzatura per la posa e la tesatura delle corde in alluminio;

Per la posa in opera dei conduttori e delle corde di guardia sono previste due aree dell'estensione di circa 300 m<sup>2</sup> ciascuna, occupate per un mese.

Per la posa in opera del cavo di energia e del cavo ottico sono previste, in corrispondenza di ogni buca giunti, delle aree dell'estensione di circa 100 m<sup>2</sup> ciascuna, occupate per alcuni giorni.

Per la realizzazione del collegamento tra la Centrale e la Stazione Elettrica di rete, della lunghezza di 12,7 km circa di cui 3.8 km circa in cavo sotterraneo, saranno necessari per il tipo di fondazioni a plinto:

- 900 m<sup>3</sup> di scavo;
- 230 m<sup>3</sup> di getto di calcestruzzo;
- 6,5 t di ferro di armatura;
- 140 t di carpenteria metallica;
- 32 t di morsetteria e accessori;
- 400 m di isolatori;
- 118 t di conduttori;
- 7 t di corda di guardia;
- 300 t di cavo sotterraneo;
- 6800 m<sup>3</sup> di scavo per il cavo sotterraneo.

I cavi saranno direttamente interrati ad una profondità di scavo di 1,50 m; tale profondità potrà variare a seconda del tipo di terreno attraversato.

Il cavo sarà protetto inferiormente e superiormente con un letto di sabbia vagliata e compatta; la protezione superiore sarà costituita da piastre di cemento armato, ovvero da una gettata di cemento magro per tutto il percorso. Tale protezione sarà opportunamente segnalata con cartelli o blocchi monitori.

Per la realizzazione della Stazione Elettrica di Connessione saranno necessari:

- 15.000 m<sup>3</sup> di scavo;
- 500 m<sup>3</sup> di getto di calcestruzzo;
- 16 t di ferro di armatura;
- 30 t di carpenteria metallica;
- 20 t di morsetteria e accessori;
- 40 t di isolatori;
- 15 t di conduttori e di tubi - sbarra;
- 50 t di apparecchiature (ATR, interruttori, sezionatori, ecc.)

Al termine dei lavori di costruzione la superficie coperta sarà di circa 350 m<sup>2</sup>.

### *Montaggio dei sostegni*

Predisposti gli accessi alle piazzole di realizzazione dei sostegni, si procederà alla pulizia del terreno e allo scavo delle fondazioni che saranno del tipo a plinto a pianta quadrata, aventi le seguenti dimensioni medie :

- larghezza: 1,70 m;
- profondità: 2,60 m:

la parte che resterà in vista sarà costituita dalla parte fuori terra dei plinti di circa 0,5 m.

Eseguito lo scavo, si procede con l'inserimento dell'armatura dentro lo stesso ed al getto del calcestruzzo a partire dal fondo dello scavo stesso.

Dopo una stagionatura del getto di almeno sette giorni si procede al disarmo delle cassetture. Si esegue quindi il reinterro con il materiale proveniente dagli scavi, se ritenuto idoneo. Il materiale di risulta, mediamente meno del 10% di quello scavato, può essere utilizzato in loco per la successiva sistemazione del sito o allocamento alla discarica, mentre il calcestruzzo di demolizione sarà trasportato direttamente a discarica.

Quindi, non prima di sette giorni dal getto del calcestruzzo, si procede al montaggio dei sostegni, ove possibile sollevando con una gru elementi premontati a terra a tronchi, a fiancate o anche ad aste sciolte.

Infine, ove richiesto, si procede alla verniciatura dei sostegni per la segnalazione di ostacolo al volo aereo e/o a scopo mimetico.

In complesso i tempi necessari per la realizzazione di un sostegno non superano il mese e mezzo, tenuto conto anche della sosta necessaria per la stagionatura dei getti.

### *Posa e tesatura dei conduttori*

La posa in opera dei conduttori e delle corde di guardia è realizzata con il metodo della tesatura frenata che, mantenendo i conduttori sempre sollevati dal terreno, evita il taglio della vegetazione.

Agli estremi della tratta vengono posti, da una parte l'argano, per la trazione, con le bobine per il recupero delle cordine e delle traenti, dall'altra il freno, per la reazione, e le bobine delle cordine, delle traenti e dei conduttori.

Montati sui sostegni gli armamenti con le carrucole, per ogni fase e per le corde di guardia si stendono le cordine. L'uso dell'elicottero in questa operazione consente di non tagliare piante per creare un corridoio di passaggio. Collegando la parte terminale della cordina alla prima traente in acciaio e la testa all'argano, si procede al suo recupero e, contemporaneamente, allo stendimento della traente. L'operazione viene ripetuta per una seconda traente di diametro maggiore a cui viene attaccato il conduttore.

Le corde di guardia invece sono collegate direttamente alla prima traente. Ultimata questa fase di stendimento, si procede alla regolazione dell'altezza dei conduttori sul terreno e sulle opere attraversate, mediante il controllo delle frecce e delle tensioni dei conduttori. I dati relativi - frecce e tensioni nelle due posizioni di conduttori in carrucola e di conduttori in morsetto - sono ricavati con procedimenti di calcolo automatico.

Infine si mettono in morsetto i conduttori, si eseguono gli amarri. Queste ultime operazioni vengono eseguite da personale specializzato con l'ausilio di idonee attrezzature.

### *Tempistica*

Il programma dei lavori prevede, in linea di massima, che le attività di costruzione durino circa 8-10 mesi per l'elettrodotto e circa 12 mesi per la sottostazione elettrica.

## 6.6. Fase di esercizio

### Centrale termoelettrica

L'impianto di Cogenerazione a Ciclo Combinato sarà esercito in continuo per 8390 ore all'anno.

E' prevista una fermata annuale per manutenzione ordinaria, per consentire operazioni di ispezione o sostituzione di parti di macchine. Le operazioni fondamentali eseguite durante la manutenzione sono le seguenti:

- manutenzione delle apparecchiature con verifica degli spessori e delle saldature;
- lavaggio dei compressori delle turbine a gas;
- controllo e ripristino degli isolamenti degli scambiatori di calore e del piping;
- manutenzione dei ventilatori, dei compressori e delle pompe: verifica dei livelli olio delle tenute e dei sistemi di lubrificazione, rabbocchi o cambi olio, verifica della tenuta del sistema di flussaggio ad acqua delle pompe;
- conferma o modifica dei piani di manutenzione iniziali.

Viene inoltre prevista, ogni 3-4 anni, una manutenzione programmata straordinaria generale delle turbine a gas, delle turbine a vapore e delle caldaie.

Il funzionamento annuo della Centrale in assetto futuro è quello riportato nella seguente tabella:

	Ore /anno
<b>CCGT1</b>	8390
<b>CCGT2</b>	8390
<b>TG501</b>	8390
<b>F7502</b>	1110

### Elettrodotto

La manutenzione dell'elettrodotto richiede un'attività molto ridotta e gli interventi sono essenzialmente limitati alle ispezioni periodiche di controllo degli elementi della linea, alla sostituzione di componenti, alla ripresa della verniciatura, se presente, e all'eventuale taglio della vegetazione arborea per il rispetto delle distanza di sicurezza dai conduttori di energia.

## 6.7. Sintesi dei consumi, dei prodotti e dei rilasci all'ambiente

In questo paragrafo vengono analizzati i bilanci di materiali e i rilasci relativi sia alla fase di costruzione che alla fase di esercizio degli interventi oggetto del presente studio.

### 6.7.1. Fase di costruzione

La determinazione del bilancio dei materiali durante la fase di costruzione si basa sull'analisi delle diverse attività svolte, illustrate al paragrafo 6.5.

#### *Impianto di Cogenerazione e relativi ausiliari*

##### Consumi

L'esecuzione delle opere di fondazione, la costruzione delle reti interrato (cunicoli, pozzetti, ecc.), la pavimentazione delle aree richiedono operazioni di scavo (e di formazione di sottofondo per le aree pavimentate) valutabili complessivamente in:

- |   |   |                       |
|---|---|-----------------------|
| - | Scavi (incluso il livellamento del terreno)                 | 68.100 m <sup>3</sup> |
| - | reinterri (con terreno di scavo), incluso terrazzamento GIS | 25.000 m <sup>3</sup> |
| - | sottofondo pavimentazione                                   | 2.000 m <sup>3</sup>  |

con la conseguente collocazione in territorio del materiale residuo negli scavi per circa 43.100 m<sup>3</sup>.

I tempi previsti sono complessivamente pari a 7 mesi per l'esecuzione degli scavi e fondazioni e 11 mesi per le operazioni di pavimentazione.

L'entità delle opere di fondazione richiede il getto stimato di circa 19.400 m<sup>3</sup> di calcestruzzo. Il calcestruzzo complessivo (circa 25.700 m<sup>3</sup>), che verrà prodotto nell'area di cantiere mediante un impianto fisso di produzione, comporta un impiego stimato di:

- |   |         |     |          |
|---|---------|-----|----------|
| - | cemento | ca. | 7.800 t  |
| - | sabbia  | ca. | 23.400 t |
| - | ghiaia  | ca. | 39.000 t |
| - | acqua   | ca. | 3.900 t  |

con un movimento complessivo di materiali in ingresso di circa 74.100 t da effettuarsi in un periodo di 11 mesi.

Gli inerti saranno approvvigionati essenzialmente mediante il riutilizzo dei materiali provenienti dagli scavi, con l'eventuale integrazione di quanto necessario tramite prelievi di cava.

La realizzazione delle opere di fondazione richiede inoltre l'approvvigionamento di circa 1.600 t di ferri di fondazione da effettuarsi in un periodo di 7 mesi, mentre la realizzazione delle pavimentazioni richiede l'approvvigionamento di circa 200 t di rete elettro-saldata in un arco di tempo di 6 mesi.

E' prevista inoltre l'installazione di circa 5.200 t di strutture metalliche (incluse quelle di caldaia), con un approvvigionamento in cantiere in un arco di tempo di 9 mesi.

Il peso complessivo delle apparecchiature e dei macchinari, nonché delle opere impiantistiche, è valutabile in circa 7.200 t, con un afflusso nell'area di cantiere in un arco di 13 mesi.

#### Rilasci all'ambiente

Dalle attività di cantiere possono potenzialmente essere prodotti i seguenti rilasci all'ambiente:

- emissioni in atmosfera
- effluenti liquidi
- rifiuti solidi
- rumore
- vibrazioni
- emissioni radioattive

#### *Emissioni in atmosfera*

Durante la fase di costruzione verranno prodotte emissioni in atmosfera, dovute a due sorgenti principali:

- a) prodotti della combustione nei motori dei mezzi impegnati nei cantieri, quali autocarri, ruspe, gru, pale cingolate e gommate, compattatori;

b) polveri, sollevate dalla circolazione dei mezzi impegnati nella costruzione nonché prodotte dai movimenti terra e dall'azione del vento sui cumuli di inerti immagazzinati.

Per il dettaglio sul calcolo delle emissioni nella fase di costruzione si rimanda al capitolo 3 (Atmosfera) del Quadro di Riferimento Ambientale.

Per quanto riguarda gli inquinanti di cui al punto a), è possibile risalire alle emissioni applicando ai mezzi utilizzati nelle attività di costruzione opportuni fattori di emissione standard elaborati dall'EPA ("Air pollutants emission factors", AP-42, vol.2, ed. 1985), elencati in Tabella 6.7-A. Poiché le emissioni sono date in funzione della categoria alla quale i mezzi appartengono (l'EPA utilizza una classificazione in 10 categorie), tale classificazione è riportata nella successiva Tabella 6.7-B.

CATEGORIA EPA	CO	COV	NO <sub>x</sub>	SO <sub>x</sub>	Polv.
1	157.01	55.06	570.7	62.3	50.7
2	1622.77	85.26	575.84	40.9	61.5
3	816.81	86.84	1889.16	158	75
4	568.19	128.15	1740.74	210	184
5	68.46	18.07	324.43	39	27.7
6	259.58	113.17	858.19	82.5	77.9
7	91.15	44.55	375.22	34.4	26.4
8	816.81	86.84	1889.16	206	116
9	137.97	30.58	392.9	30.5	22.7
10	306.37	69.35	767.3	64.7	63.2

**Tabella 6.7-A: US-EPA - emissioni da automezzi utilizzati in attività di cantiere (gr/h)**



NOME	CAT. EPA
Autobetoniere	8
Autocarri	8
Autocarri con gru	8
Battipalo	10
Caldaia asfalto	6
Compattatori	9
Compressori aria	10
Escavatori cingolati	7
Escavatori gommati	6
Finitrice	6
Grader	5
Gru	10
Gruppi elettrogeni	10
Motograder	5
Motosaldatrici	10
Pala cingolata	7
Pala gommata	6
Saldatrici elettriche	-
Scraper	4
Trattori stradali	8

**Tabella 6.7-B: mezzi terrestri utilizzati durante la costruzione e loro classificazione EPA**

Di seguito riportiamo le emissioni risultanti (vedi cap. 3. Atmosfera del Quadro Ambientale) sulla base del numero e tipo di mezzo impiegato, ipotizzando una giornata lavorativa di 10 ore e 22 giorni lavorativi al mese, per un'area di cantiere di 21000 m<sup>2</sup>:

- 0.40 kg/m<sup>2</sup>/mese di CO;
- 0.06 kg/m<sup>2</sup>/mese di COV;
- 0.98 kg/m<sup>2</sup>/mese di NO<sub>x</sub>;
- 0.10 kg/m<sup>2</sup>/mese di SO<sub>2</sub>;
- 0.07 kg/m<sup>2</sup>/mese di Polveri.

Per quanto attiene le emissioni di polveri di cui al punto b), i fattori di emissione più elevati sono associati alle attività che comportano movimentazione degli inerti. In tal senso si evidenziano le prime fasi della costruzione nelle quali è prevista la

preparazione del sito, gli scavi e le opere di fondazione. A livello generale per la realizzazione degli impianti di progetto, sono previste le seguenti volumetrie:

- scavi: 68.100 m<sup>3</sup>
- reinterri (con terreno di scavo): 25.000 m<sup>3</sup>
- sottofondi pavimentazione: 2.000 m<sup>3</sup>
- opere in getto: 19.400 m<sup>3</sup>

Il calcolo delle emissioni per la movimentazione di inerti è stato effettuato sulla base dei fattori di emissione suggeriti dall'Agenzia per la Protezione dell'Ambiente statunitense (AP-42 Infobases, *Compilation of air pollutant emission factors, ver. July 1995*). Considerando cautelativamente il fattore di emissione massimo (relativo alla condizione più gravosa di sbancamento e reinterri) e tenendo conto dell'area di attività, le emissioni di polveri risultanti stimate sono pari a 0.092 kg/m<sup>2</sup>/mese.

Per quanto riguarda le emissioni sollevate dal movimento dei mezzi di cantiere, in via cautelativa, nonostante le strade saranno prontamente pavimentate e mantenute umide, sono state valutate le emissioni caratteristiche delle pista non pavimentate secondo le istruzioni fornite dall'EPA (AP-42 Infobases, *Compilation of air pollutant emission factors, ver. July 1995*).

Ipotizzando che ciascun mezzo percorra 10 km all'interno dell'area di cantiere e considerando cautelativamente il fattore di emissione massimo, le emissioni di polveri risultanti stimate sono pari a 0.0183 kg/m<sup>2</sup>/mese.

Il totale polveri emesse dalle attività di cantiere risulta quindi pari a 0,335 kg/m<sup>2</sup>/mese.

#### *Effluenti liquidi e prelievi idrici*

Durante la costruzione viene stimato il seguente consumo di acqua, determinato dalla presenza degli addetti e dall'attività di costruzione.

- Per usi sanitari si prevede un consumo massimo giornaliero di 0.06 m<sup>3</sup>/g di acqua per ciascuno degli addetti.
- Le attività di costruzione che richiedono acqua sono rappresentate principalmente dall'esecuzione delle fondazioni e dai collaudi idraulici.

### *Rifiuti e rifiuti riutilizzabili*

I rifiuti solidi del cantiere sono costituiti essenzialmente da materiali di imballaggio di apparecchi e macchinari, oltre ai normali rifiuti solidi derivanti dalle attività connesse alla presenza del personale. Essi sono stimabili in un massimo di circa 0,7 kg/giorno/addetto.

I sottoprodotti sono costituiti prevalentemente dagli sfridi di lavorazione (tubazioni, materiali di coibentazione, ecc.) per un quantitativo complessivo stimabile in circa 21,0 t.

Durante la costruzione ogni subcontrattore avrà a disposizione un'area dedicata da utilizzare come deposito temporaneo degli sfridi prodotti durante i lavori. I diversi rifiuti solidi prodotti saranno smaltiti a seconda della loro tipologia:

- Il ferro e i cavi di risulta verranno recuperati e venduti a terzi, in conformità alle normative vigenti;
- i materiali non recuperabili saranno portati ad impianti di smaltimento autorizzati;
- gli oli di lubrificazione consumati dai mezzi di cantiere durante la costruzione saranno raccolti e conferiti al consorzio obbligatorio oli usati;
- il legname degli imballaggi sarà recuperato e venduto a terzi, in conformità alla normativa vigente;
- i rifiuti solidi legati alla presenza degli addetti verranno smaltiti attraverso il normale sistema di raccolta comunale;
- il terreno di risulta sarà rilocato nell'area oppure smaltito secondo le modalità previste dalla normativa vigente.

### *Rumore*

Durante le attività di cantiere si avranno emissioni di rumore dai mezzi impegnati nelle attività di costruzione. In Tabella 6.7-C sono riportati i livelli sonori relativi ai mezzi comunemente utilizzati (Balachandran and Patching, 1986).

MACCHINARIO	LIVELLO SONORO A 30 m (dBA)
Autobetoniere	80
Automezzi pesanti	65
Autogru	83
Battipalo	83
Compressori aria	75
Escavatori	80
Finitrice	80
Gru	80
Gruppi elettrogeni	72
Motosaldatrici	75
Pala cingolata	80
Rulli	80
Ruspa	82

**Tabella 6.7-C: livelli sonori tipici di attrezzature da costruzione**

La stima degli impatti corrispondenti è effettuata nel capitolo 7 del Quadro Ambientale.

#### *Vibrazioni*

Per quanto riguarda la realizzazione della centrale e delle altre opere puntuali, non vi sarà, durante la costruzione, presenza di sorgenti di vibrazioni di particolare rilevanza.

Poiché gli interventi sono svolti all'interno di un'area industriale e non essendoci zone residenziali all'interno delle aree di interesse, le vibrazioni prodotte durante la costruzione risultano essere di impatto poco significativo ai fini ambientali.

#### *Emissioni radioattive*

Durante la fase di costruzione, l'unica sorgente di radiazioni ionizzanti è individuabile nell'utilizzo di macchine radiogene per il controllo non distruttivo delle saldature effettuate su quelle apparecchiature per le quali detto controllo non sia già avvenuto in fase di prefabbricazione.

Le radiografie vengono eseguite da personale specializzato, operante in una opportuna area di rispetto come richiesto dalle normative vigenti in materia (in particolare il DPR 185/64 e il DPR 230/95); da verifiche effettuate durante tali

operazioni in altri impianti analoghi, la dose assorbita risulta ai limiti minimi individuati dalle prescrizioni nazionali (DM 6.06.88, DM 2.2.71) ed internazionali in materia (Raccomandazioni IRCP 1990).

Inoltre tutte le attività con impiego di sorgenti radioattive che si svolgano anche occasionalmente all'interno dello Stabilimento sono regolamentate da specifiche procedure.

Queste considerazioni, unite al fatto che non esistono aree abitate nei pressi delle aree interessate dai lavori, permettono di concludere che l'impatto dovuto alle radiazioni ionizzanti è decisamente trascurabile.

#### 6.7.2. Fase di esercizio

Di seguito saranno quantificati i flussi di materia e di energia in entrata ed in uscita dall'impianto in progetto, considerato nella sua globalità e nelle condizioni di progetto indicate al paragrafo 5.3.

Tali flussi rappresentano le interazioni dell'opera con l'ambiente naturale antropico ed individuano la sottrazione di risorse dall'ambiente naturale (nel caso in oggetto consumo di acqua e consumo di suolo, intesa come occupazione di superficie, consumo di combustibile, chemicals, ecc), le produzioni (vapore tecnologico ed energia elettrica) e i rilasci all'ambiente. Questi ultimi sono distinti fra emissioni in atmosfera, reflui liquidi, rifiuti solidi ed emissioni sonore.

### Consumi

#### Suolo

L'impianto di Cogenerazione a Ciclo Combinato occuperà circa 20.400 m<sup>2</sup>, tutti inclusi nell'area industriale dello Stabilimento Eni R&M.

#### Acqua

Le acque impiegate nell'ambito dell'impianto vengono così classificate:

- Acqua mare per reintegro del circuito di raffreddamento principale (torri di raffreddamento) e attemperamento spurghi di caldaia;

Il fabbisogno di acqua mare in esercizio medio annuo (assetto cogenerativo con estrazioni di 133,0 t/h di vapore e temperatura media annua di 15 °C) è stimabile in circa 371,4 m<sup>3</sup>/h di cui 366,4 m<sup>3</sup>/h per la torre di raffreddamento ed il rimanente per gli spurghi di caldaia.

- Acqua demineralizzata impiegata per il reintegro del ciclo termico;

Il fabbisogno di acqua demineralizzata fornita dalla centrale EniPower è di circa 147,0 m<sup>3</sup>/h di cui 133,0 m<sup>3</sup>/h per reintegro dell'esportazione di vapore in assetto cogenerativo e circa 14 m<sup>3</sup>/h per compensare le perdite del ciclo termico (spurghi di caldaia, vapore per le tenute, ecc.) e dei sistemi di raffreddamento del circuito secondario.

- Acqua potabile;

Il fabbisogno massimo di acqua potabile è stimato in circa 5 m<sup>3</sup>/h.

### Vapore

Vapore a bassa pressione viene utilizzato per i seguenti servizi:

- Servizi di riscaldamento edifici, cabinati, pari a circa 4,0 t/h (solo in condizioni invernali).
- Riscaldamento gas naturale a valle della stazione di riduzione, pari a circa 2,0 t/h.

Vapore a media pressione viene utilizzato per i seguenti servizi:

- Sistemi di tenuta della turbina a vapore, pari a circa 3,6 t/h.

In normale esercizio il vapore di bassa pressione viene derivato dalla linea di generazione a 4,5 bara / 235 °C, mentre quello per le tenute turbine è derivato direttamente dal vapore estratto dalla turbina a vapore di media pressione.

Per l'avviamento a freddo dell'impianto verrà invece utilizzato, per tutti i servizi necessari, il vapore a 14,5 bara / 235 °C fornito dalla centrale EniPower.

Le condense pulite vengono poi recuperate nel sistema di recupero condense.

### Combustibile

Il consumo medio orario (a 15°C di temperatura ambiente) di gas naturale è stimato pari a circa 44.000 Sm<sup>3</sup>/h per il ciclo combinato.

### Reagenti chimici

I prodotti chimici comunemente impiegati nella nuova centrale sono relativi principalmente ai seguenti sistemi:

- Caldaie a recupero;
- Torri di raffreddamento;
- Circuito chiuso;

Il consumo dei principali reagenti chimici è il seguente:

Caldaie a recupero:

- |                  |          |
|------------------|----------|
| - Fosfati:       | 1,0 kg/h |
| - Deossigenante: | 0,3 kg/h |
| - Ammina:        | 0,8 kg/h |

Torri di raffreddamento:

- |                |           |
|----------------|-----------|
| - Biocida (1): | 81,0 kg/h |
| - Disperdente: | 3,5 kg/h  |

(1) Prodotto commerciale al 14% di diluizione

Circuito chiuso di raffreddamento secondario:

- |                            |          |
|----------------------------|----------|
| - Inibitore di corrosione: | 0,1 kg/h |
|----------------------------|----------|

## Produzioni

In condizioni di progetto le produzioni medie dell'impianto di cogenerazione a ciclo combinato sono le seguenti:

### Vapore MP a rete di stabilimento (14,8 bar a)

94.200 kg/h

### Vapore BP a rete di stabilimento (4,5 bar a)

38.800 kg/h

### Energia Elettrica

Potenza elettrica generata al netto delle perdite e degli autoconsumi da parte degli ausiliari è di 201,74 MWe

## Rilasci all'ambiente

### Emissioni in atmosfera

Il rilascio di inquinanti in atmosfera è costituito sostanzialmente dai prodotti di combustione del gas naturale NO<sub>x</sub> e CO .

Si ribadisce che tali emissioni, come specificato al par 5.8 dove è riportato il bilancio ambientale dell'intervento, non sono da considerarsi puramente aggiuntive rispetto alla situazione emissiva attuale dell'impianto ma sostitutive di quelle attualmente emesse dalle due caldaie che verranno dimesse, da 70 t/h di vapore ciascuna, e dalla caldaia posta in riserva da 140 t/h di vapore.

Di seguito sono riportate le caratteristiche delle emissioni dai camini dei cicli combinati, considerando le condizioni di funzionamento di progetto alla temperatura media di 15°C. Le migliori tecnologie applicabili alla combustione nelle Turbine a Gas di ultima generazione consentono di minimizzare le emissioni dei prodotti di combustione. Inoltre come già accennato i combustori delle turbine sono di tipo DLN (Dry Low NO<sub>x</sub>) e minimizzano la formazione degli ossidi di azoto, senza la necessità di iniezione di vapore o ammoniaca.



Per ulteriori dettagli sulle emissioni in atmosfera si rimanda al capitolo dedicato nel quadro di riferimento ambientale.

Le emissioni al camino dei prodotti di combustione, riferiti a condizioni di funzionamento di progetto, alla temperatura media annua di 15°C, con combustibile gas naturale, sono le seguenti (Tabella 6.7-D):

Descrizione / Geometria	Effluente / Composizione tipica	Inquinanti gassosi (1)	Portata Max (t/h)	Portata max inquinanti (kg/h)	Temp. °C
Camino CCGT Φ Bocca: 3,5 m Altezza: 60 m	Fumi scarico CCGT CO <sub>2</sub> : 3,72 %vol N <sub>2</sub> : 74,68 %vol Ar: 0,90 %vol O <sub>2</sub> : 12,89 %vol H <sub>2</sub> O: 7,81 %vol	NO <sub>x</sub> : ≤ 40 mg/Nm <sup>3</sup> CO: ≤ 30 mg/Nm <sup>3</sup>	753,0 (595.500 Nm <sup>3</sup> /h)	NO <sub>x</sub> : 25,60 <sup>(2)</sup> CO: 19,30	90-110
Camino CCGT Φ Bocca: 3,5 m Altezza: 60 m	Fumi scarico CCGT CO <sub>2</sub> : 3,72 %vol N <sub>2</sub> : 74,68 %vol Ar: 0,90 %vol O <sub>2</sub> : 12,89 %vol H <sub>2</sub> O: 7,81 %vol	NO <sub>x</sub> : ≤ 40 mg/Nm <sup>3</sup> CO: ≤ 30 mg/Nm <sup>3</sup>	753,0 (595.500 Nm <sup>3</sup> /h)	NO <sub>x</sub> : 25,60 <sup>(2)</sup> CO: 19,30	90-110
Note: <sup>(1)</sup> riferiti ai fumi secchi con contenuto di O <sub>2</sub> = 15%vol <sup>(2)</sup> espressi come NO <sub>2</sub>					

**Tabella 6.7-D: emissioni da caldaia**

Il sistema di raffreddamento relativo ai sistemi comuni ed agli ausiliari di gruppo verrà realizzato tramite una torre evaporativa di tipo umido/secco (torre ibrida) i cui rilasci termici sono stati stimati di seguito (vedi Tabella 6.7-E).

Descrizione / Geometria	Effluente / Composizione tipica	Portata (t/h)	Temp. °C
Torre di raffreddamento Ibrida: Nr. Celle: (4) Dati per singola cella: Diam. ventilatori: 9,145 m Lunghezza: 18 m Larghezza: 14 m Altezza: 20 m Scarico cono ventilatore	Aria Calda: N <sub>2</sub> : 79.0%vol O <sub>2</sub> : 21.0%vol U.R.: 98%	15.700	24
NOTA: in condizioni di riferimento (15°C temperatura ambiente e 60% umidità relativa), la torre non opera in condizioni a secco, perché il pennacchio in tali condizioni non è ancora visibile, per tal motivo l'Umidità Relativa è prossima al 100%.			

**Tabella 6.7-E: Emissioni termiche da torre di raffreddamento**

### Reflui Liquidi

Le acque reflue derivanti dal processo, da drenaggi e spurghi delle varie apparecchiature d'impianto e dalla raccolta delle acque piovane potenzialmente inquinabili da oli o prodotti chimici, verranno convogliate ai vari sistemi di fognatura di Stabilimento.

Le principali correnti sono così classificabili:

Spurghi di caldaia

Lo spurgo della caldaia sarà scaricato, dopo un adeguato raffreddamento con acqua di mare a 35°C, alla rete di acque meteoriche (fogna accidentalmente oleosa) della Raffineria, in accordo alla normativa vigente.

Le concentrazioni indicate sono relative ad uno spurgo continuo normale pari a 0,5% dell'acqua di alimento circolante per la caldaia a recupero.

Provenienza	Effluente / Composizione tipica	Portata Continuo / (Intermittente) Spurgo / Acqua mare (t/h)	Temp. °C
Serbatoio spurghi caldaia del ciclo combinato	Acqua di caldaia con spurgo continuo normale pH: 9 – 10 Cond. < 150 µS/cm SiO <sub>2</sub> < 1 ppm PO <sub>4</sub> < 10 ppm Fe < 1 ppm	0,53 / 2,50 (5,3 / 65,0)	<35
Serbatoio spurghi caldaia del ciclo combinato	Acqua di caldaia con spurgo continuo normale pH: 9 – 10 Cond. < 150 µS/cm SiO <sub>2</sub> < 1 ppm PO <sub>4</sub> < 10 ppm Fe < 1 ppm	0,53 / 2,50 (5,3 / 65,0)	<35

**Tabella 6.7-F: spurghi di caldaia**

La destinazione degli spurghi intermittenti sarà la fogna accidentalmente oleosa (tale spurgo può essere necessario, in condizioni di emergenza o fasi di avviamento) dopo un raffreddamento a 35°C, nell'ipotesi di temperatura acqua mare di 15°C.

La portata massima è intesa come spurgo intermittente di una caldaia alla massima temperatura acqua mare (29 °C).

### Spurghi torri di raffreddamento

Gli spurghi delle torri di raffreddamento vengono scaricati, nel rispetto della normativa vigente, nella rete di acque meteoriche della Raffineria per essere poi convogliate a mare.

Le caratteristiche indicate per l'acqua scaricata sono relative ad un rapporto di concentrazione 1,3 per il circuito acqua di torre.

Provenienza	Effluente / Composizione tipica	Portata Nor. / Max. (t/h)	Temp. °C
Torre di raffreddamento	Acqua di torre (rapporto di concentrazione 1.3) Ca++            677    mg/l Mg++           1.895   mg/l Na+            13.000   mg/l K+              663     mg/l Fe              0,01    mg/l Mn              0,01    mg/l SO <sub>4</sub> <sup>- -</sup> 2.817   mg/l NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 2.87    mg/l Cl <sup>- -</sup> 29.040   mg/l TTS             35.88   mg/l TDS            53.053   mg/l	282 / 1000	< 35

**Tabella 6.7-G: spurghi di torre di raffreddamento**

La portata massima è intesa come spurgo in esercizio a piena condensazione in condizioni estive (35°C).

### Reflui di lavaggio compressori turbine a gas

L'operazione di lavaggio del compressore di turbina a gas (sia in linea che a macchina ferma) viene effettuata episodicamente.

Le acque reflue contengono i residui del lavaggio (detergente, sporcizia oleosa, metalli, etc.), e verranno convogliate in modo intermittente dalla vasca di raccolta dedicata, da cui sono evacuati mediante autospurgo e smaltiti c/o impianti autorizzati ai sensi della normativa vigente nel settore rifiuti.

Provenienza	Effluente / Composizione tipica	Portata Media (t/a)	Temp. °C
Vasca raccolta reflui di lavaggio compressore turbina a gas	Acque contenenti detergenti, olio, metalli	6,0 / cad	Ambiente
Vasca raccolta reflui di lavaggio compressore turbina a gas	Acque contenenti detergenti, olio, metalli	6,0 / cad	Ambiente

**Tabella 6.7-H: reflui da lavaggio compressori**

Drenaggi apparecchiature e acque piovane potenzialmente inquinabili

Le acque piovane che interessano aree circostanti a macchinari e serbatoi ove oli lubrificanti sono utilizzati, sono potenzialmente inquinabili da olio, e saranno fatte defluire verso la fogna accidentalmente oleosa di Raffineria e quindi trattate all'impianto TAE di Raffineria .

Gli scarichi oleosi provenienti dai trasformatori saranno invece raccolti in apposite vasche di contenimento ed evacuati mediante autospurgo e smaltiti c/o impianti autorizzati ai sensi della normativa vigente nel settore rifiuti.

Le acque potenzialmente contaminabili da reagenti chimici, provenienti dai sistemi di condizionamento chimici delle caldaie, della torre evaporativa e dal sistema di additivazione del circuito di raffreddamento secondario verranno contenute in vasche con rivestimento antiacido per evacuazione mediante autospurgo e smaltiti c/o impianti autorizzati ai sensi della normativa vigente nel settore rifiuti.

Provenienza	Effluente / Composizione tipica	Portata Media (t/h)	Temp. °C
Pozzetti acque oleose	Acque potenzialmente inquinate da olio	5,0	Amb.
Pozzetti acque chimiche	Acque potenzialmente inquinate da sostanze chimiche	5,0	Amb.
Totale		10,0	

**Tabella 6.7-I: drenaggi potenzialmente oleosi**

### Rifiuti solidi

Non sono previsti rifiuti solidi derivanti dal processo prodotti durante la fase di esercizio dell'impianto.

### Emissione di rumore

Per quanto riguarda le emissioni acustiche i macchinari in genere dovranno garantire un livello di pressione sonora di 85 dBA ad 1m, e di 55dBA ad 1 metro negli ambienti presidiati da personale operativo (sala controllo / uffici).

Per il dettaglio delle caratteristiche delle sorgenti di emissione sonora si rimanda al quadro di riferimento ambientale, capitolo relativo al Rumore.

Si anticipa comunque che i Packages turbine a gas, turbina a vapore, saranno inseriti in cabinati insonorizzanti e dotati di silenziatori sull'aspirazione e sulla ventilazione, così come i generatori elettrici turbina a gas e di turbina a vapore.

Per quanto riguarda le torri di raffreddamento queste vengono previste con opportuni sistemi di silenziamento ed accorgimenti progettuali finalizzati alla limitazione della rumorosità dei moduli complessivi.

Per quanto riguarda le condizioni di esercizio della linea elettrica, la produzione di rumore è dovuta essenzialmente al fenomeno fisico noto come "effetto corona" e dall'interferenza del vento con i sostegni ed i conduttori.

Per l'effetto corona, dati sperimentali indicano che, per una linea trinata, alla distanza di riferimento di 15 m dal conduttore più vicino, il livello sonoro indotto si colloca intorno ai 40 dB(A), in condizioni sfavorevoli di pioggia.

Si tenga comunque presente che per una sorgente lineare il rumore si attenua di 3 dB(A) al raddoppiare della distanza. In condizioni meteorologiche normali il fenomeno si riduce in intensità a meno di un decimo.

Considerando che l'effetto eolico si manifesta solo in condizioni di venti forti, 10-15 m/s, e quindi di elevata rumorosità di fondo, non sono disponibili dati sperimentali.

Occorre comunque considerare che tali venti, nelle zone attraversate dall'elettrodotto, possono essere solo sporadici e che, in tali condizioni

atmosferiche, il rumore di fondo assume comunque valori tali da rendere praticamente trascurabile l'effetto del vento sulle strutture dell'opera.

### *6.7.3. Bilancio ambientale annuale della Centrale a Ciclo combinato*

Il bilancio ambientale annuale del progetto è schematizzato in figura 6.7-A dove sono riportate le quantificazioni dei flussi di interazione dell'opera con l'ambiente considerando l'impianto nelle condizioni di progetto specificate al par. 6.3.3 nell'assetto cogenerativo ed un esercizio medio annuo di 8390 ore.

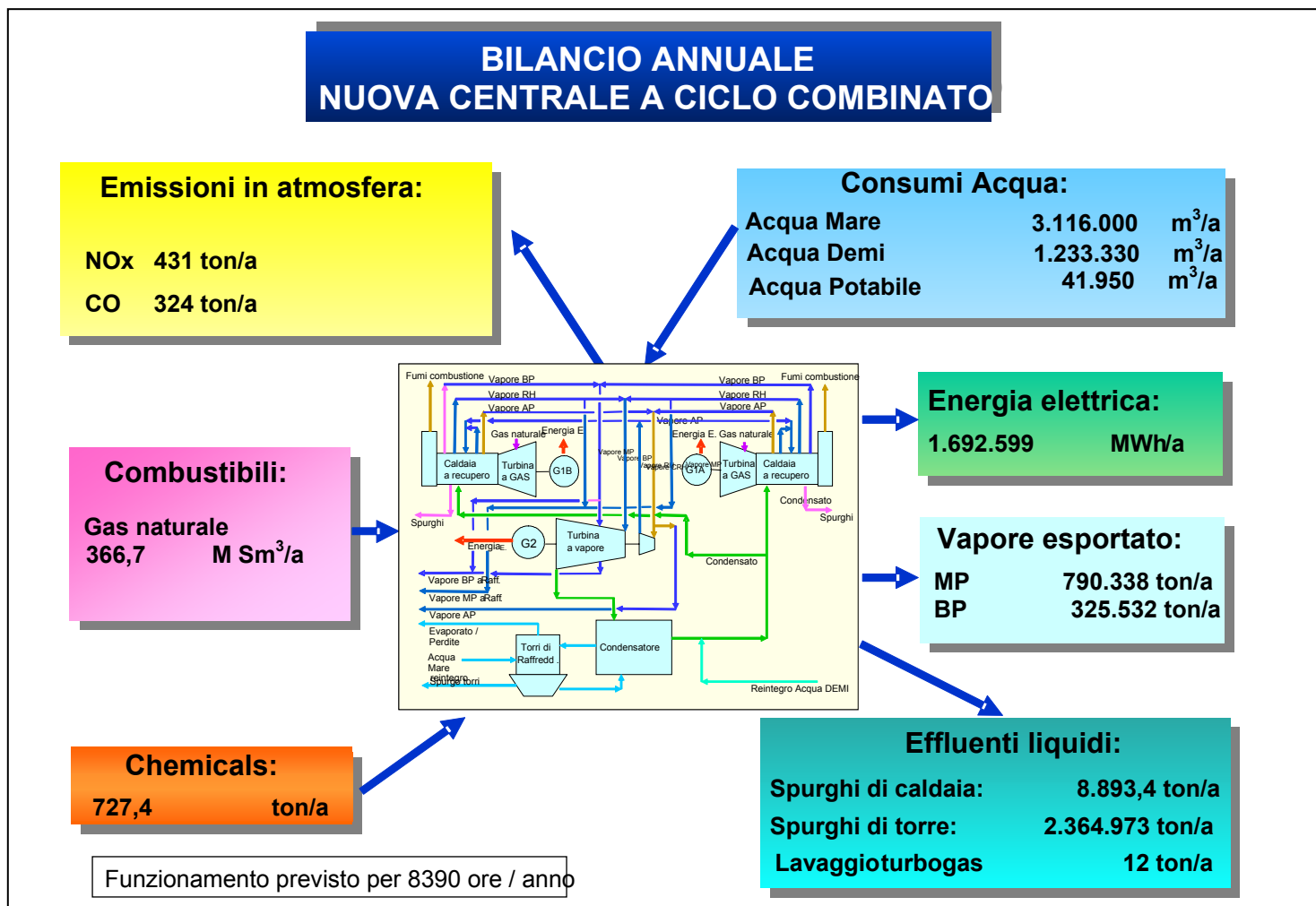


Figura 6.7-A: Bilancio Annuale dell'Impianto di Cogenerazione a Ciclo Combinato



### 6.8. Bilancio ambientale ed energetico dell'intervento

Di seguito presenteremo il bilancio ambientale ed energetico dell'intervento nella sua globalità. A questo scopo sarà fornito il bilancio globale della Centrale Termoelettrica EniPower nelle due configurazioni attuale e futura.

Lo Scenario Attuale, considerato come il consuntivo dell'anno 2005 presenta la seguente configurazione di esercizio:

<b>Scenario Attuale</b>			
Impianti in esercizio		<u>CALDAIE</u>	<u>TURBINE</u>
		F7501C	TG1-P7515A
		F7502	TG2-P7515B
		F7503 (Recup.)	TG3-P7515C
			TG4-P7515D
			TG7501-G5
Produzione	vapore	1.116.000	t/a
tecnologico			
Produzione	Energia	467	GWh/a
Elettrica			

Con l'installazione del nuovo ciclo combinato da 240 MWe si prevede la dismissione di due caldaie e di una turbina a vapore della centrale EniPower esistente

Lo Scenario Futuro prevede l'esercizio del nuovo ciclo combinato (due turbine a gas alimentate a gas naturale, ciascuna da circa 75 MWe ed una turbina a vapore da circa 90 MWe ad estrazione e condensazione), della turbina a gas TG7501-G5 da 39 MWe delle turbine a vapore TG1-P7515A e TG2-P7515B a condensazione con spillamenti e della turbina a vapore a contropressione TG4-P7515D. Verrà mantenuta come riserva ed esercita solo in caso di fermata del TG7501-G5 o del ciclo combinato da 240 MWe, la caldaia F-7502. La turbina a gas e la caldaia saranno alimentate a Gas Naturale più Gas di Raffineria.

Verranno disattivate le caldaie F-7501B e F-7501C e la turbina a vapore TG3-P7515C.

La configurazione di esercizio prevista è la seguente:

<b>Scenario Futuro 2010</b>		
Impianti in esercizio	CALDAIE F7503 (a recupero) F7502 (Riserva)	<u>TURBINE</u> TG7501-G5 CCGT1 CCGT2 TG4-P7515A TG4-P7515C
Produzione vapore tecnologico	1.438.000	t/a
Recupero Vapore Alta Pressione da Processo	211.400	t/a
Produzione Energia Elettrica	2166	GWh/a

Sulla base di queste configurazioni sono state effettuate dapprima le considerazioni di carattere energetico, allo scopo di calcolare il risparmio energetico atteso nello scenario futuro.

In seguito è stato riassunto il bilancio ambientale dell'intervento, presentando le variazioni attese per i consumi e i rilasci all'ambiente tra gli scenari attuale e futuro così definiti.

#### 6.8.1. Bilancio energetico

Come già evidenziato gli impianti di Cogenerazione a Ciclo Combinato di ultima generazione sono caratterizzati da rendimenti che possono raggiungere il 55-57%, quindi notevolmente superiori a quelli dagli impianti tradizionali (i quali offrono rendimenti del 39-41%).

Il vantaggio della cogenerazione nasce dalla bassa resa exergetica della produzione di vapore a fuoco diretto che presenta una efficienza termodinamica del 20-24%.

Con l'avvento di nuovi impianti di potenza basati sulla tecnologia a ciclo combinato (in grado di raggiungere rendimenti fino al 55-57%) è oggi necessario realizzare centrali cogenerative a ciclo combinato, per mantenere significativo il vantaggio della cogenerazione.

La definizione di cogenerazione del decreto Bersani sul mercato elettrico recita “Cogenerazione è la produzione combinata di energia elettrica e calore alle condizioni definite dall’Autorità per l’energia elettrica ed il gas, che garantisce un significativo risparmio energetico rispetto alla produzione separata”.

Nella delibera dell’Autorità per l’Energia Elettrica ed il Gas N° 42/02 del 19 marzo 2002 vengono fissati i requisiti minimi sia in termini di produzione termica percentuale che in termini di indici di risparmio energetico affinché un impianto di produzione combinata venga riconosciuto cogenerativo.

Da una prima analisi dei requisiti proposti, l’impianto di Taranto, nell’assetto di produzione previsto con l’entrata in esercizio dei due gruppi turbogas del nuovo ciclo combinato, ha prestazioni notevolmente superiori a quelle minime richieste.

L’efficienza di secondo principio della centrale cogenerativa EniPower di Taranto, nell’assetto previsto con la realizzazione del progetto, è pari a circa il 53%: questo permette di ottenere un rilevante risparmio energetico sia rispetto alla produzione separata di energia elettrica e vapore sia rispetto alla attuale produzione EniPower, cogenerata parte in ciclo rankine e parte con recupero semplice dal turbogas e con efficienza media del 38-39%.

In Tabella 6.8-A viene riassunto il calcolo del risparmio energetico per la Centrale EniPower di Taranto, valutato considerando l’assetto di produzione nello scenario attuale proiettato (cioè lo scenario previsto al 2010 in mancanza della realizzazione del progetto) e l’assetto di produzione previsto con l’entrata in esercizio del nuovo ciclo combinato (scenario futuro). Il risparmio, indotto dalla differenza dei rendimenti nei due assetti, è calcolato sia sul quantitativo di energia elettrica e vapore già prodotto nello scenario attuale (produzione sostituita) sia sulla quota parte aggiuntiva di energia elettrica. E’ stato considerato anche il flusso di vapore ad alta pressione prodotto dal processo nel 2009 e che viene recuperato in CTE. Il vapore è stato valutato come equivalente al combustibile necessario per produrlo.

		Assetto Attuale Proiettato	Assetto futuro		
			Prod. Totale	Prod. Sostituita	Prod. Aggiuntiva
<b>Prod. Energia Elettr.</b>	<b>GWh/a</b>	<b>465</b>	<b>2166</b>	<b>465</b>	<b>1701</b>
<b>Prod. Vapore Tecnologico</b>	<b>Kt/a</b>	<b>1438</b>	<b>1438</b>	<b>1438</b>	<b>0</b>
Equiv. Exerget.Vap. tecn. (**)	GWh/Kt	<b>0,280</b>	<b>0,280</b>	<b>0,280</b>	<b>0,280</b>
Prod. Vap. tecn. Equivalente	GWh/a	<b>402</b>	<b>402</b>	<b>402</b>	<b>0</b>
<b>Prod. Totale equiv.</b>	<b>GWh/a</b>	<b>867</b>	<b>2568</b>	<b>867</b>	<b>1700</b>
Consumo combustibile	GWh/a	<b>1850</b>	<b>4761</b>		
Vapore di recupero	<b>Kt/a</b>	<b>211</b>	<b>211</b>		
Specifico Vapore di recupero	GWh/Kt	<b>0,88</b>	<b>0,88</b>		
Consumo combustibile equivalente al vapore	GWh/a	<b>187</b>	<b>187</b>		
Consumo totale di combustibile	GWh/a	<b>2037</b>	<b>4947</b>	<b>1671</b>	<b>3276</b>
Rend. Exergetico	%	<b>42,59%</b>	<b>51,91%</b>	<b>51,91%</b>	<b>51,91%</b>
Cons. comb. (al rend. 38%)	GWh/a				<b>4475</b>
Risparmio energetico	GWh/a		<b>1564</b>	<b>365</b>	<b>1199</b>
<b>Risparmio energetico totale</b>	<b>Tep/a</b>		<b>134565</b>	<b>31432</b>	<b>103133</b>

**Tabella 6.8-A: Bilancio Energetico**

(\*) il risparmio energetico sulla quota di produzione aggiuntiva è calcolato come differenza tra il consumo di combustibile dell'assetto futuro e quello dell'assetto di riferimento attuale; per quanto riguarda la produzione aggiuntiva per l'assetto di riferimento è stato considerato il rendimento medio attuale del parco termoelettrico installato come stabilito dall'Autorità nella definizione del Ct (componente combustibile nella tariffa del kWh) e pari al 38%.

(\*\*) per il calcolo del rendimento di secondo principio o rendimento exergetico, il vapore cogenerato viene valutato per il suo contenuto di energia meccanica equivalente o exergia rispetto alla condizione ambientale di equilibrio, nella nostra valutazione abbiamo considerato ambiente di riferimento la condizione ISO (15°).

Dal bilancio energetico si evince come il risparmio energetico di Centrale sulla quota di produzione attuale è pari a circa 31.432 tep/anno.

Il risparmio per la quota di produzione aggiuntiva, rispetto ad una pari produzione da parte di una centrale termoelettrica tradizionale (di efficienza pari al 38%), è pari a

circa 103.133 tep/anno. Il risparmio totale a livello nazionale è quindi pari a circa 134.565 tep/anno.

In termini di CO<sub>2</sub> il risparmio di combustibile associato, per la componente relativa alla produzione aggiuntiva, all'utilizzo di gas naturale in sostituzione di olio o carbone, equivale ad una riduzione di emissioni di CO<sub>2</sub> pari a circa 400.000 tonnellate/anno.

#### 6.8.2. Bilancio ambientale dell'intervento. Confronto tra scenario attuale e futuro.

Nel bilancio ambientale che segue sono presentati i consumi, le produzioni e i rilasci all'ambiente della Centrale Termoelettrica EniPower nel suo complesso nei due scenari attuale e futuro precedentemente definiti.

Il bilancio attuale è riassunto nella Figura 3.3.D (Bilancio ambientale annuale della CTE EniPower) mentre il bilancio futuro è riportato alla Figura 6.8-A. Per i consumi di acqua dolce e dissalata si fa riferimento ad uno scenario proiettato, in quanto sono in corso notevoli modifiche degli assetti di produzione per problemi legati al riutilizzo di acque della Raffineria.

<b>Consumo combustibile</b>			
<b>Scenario attuale</b>		<b>Scenario futuro</b>	
Olio combustibile:	54.520 Tep/anno	Gas di raffineria:	97.823 Tep/anno
Gas di raffineria;	100.600 Tep/anno	Gas naturale:	311.600 Tep/anno

<b>Consumo acqua</b>			
<b>Scenario attuale</b>		<b>Scenario futuro</b>	
Acqua dissalata:	2.400.000 m <sup>3</sup> /a	Acqua dissalata:	2.890.000 m <sup>3</sup> /a
Acqua mare:	31.147.441 m <sup>3</sup> /a	Acqua mare:	circa 32.600.000 m <sup>3</sup> /a
Ritorno condense da Raffineria:		Ritorno condense da Raffineria:	
	543.680 m <sup>3</sup> /a		1.041.900 m <sup>3</sup> /a

Si osserva che nella configurazione futura il consumo di acqua mare della Centrale EniPower subisce un limitato incremento rispetto alla situazione attuale. La limitazione dell'incremento deriva dall'aver adottato, per il raffreddamento del nuovo ciclo combinato, il sistema a torri ibride contro il raffreddamento a passaggio diretto utilizzato nella attuale configurazione di impianto.

<b>Consumo Chemicals</b>			
<b>Scenario attuale</b>		<b>Scenario futuro</b>	
Chemicals:	385.744 kg/a	Chemicals:	circa 1.464.000 kg/a
(si considera come riferimento il consuntivo dell'anno 2005)		(include il biocida delle torri equivalente a ipoclorito di sodio)	

<b>Effluenti liquidi</b>			
<b>Scenario attuale</b>		<b>Scenario futuro</b>	
Acqua mare:	30.960.000 m <sup>3</sup> /a	Acqua mare:	circa 31.900.000 m <sup>3</sup> /a
Rigenerazione resine:	18.450 m <sup>3</sup> /a	Rigenerazione resine:	25.000 m <sup>3</sup> /a

<b>Rifiuti solidi</b>			
<b>Scenario attuale</b>		<b>Scenario futuro</b>	
	Pericolosi		18 ton/a
	Non Pericolosi		0,1 ton/a
Si considera invariato il dato di consuntivo 2005			

Per quanto concerne i rifiuti in uscita dalla Centrale Enipower in configurazione futura, non si stima una variazione consistente rispetto all'attuale in quanto la produzione di rifiuti è data dalle attività di gestione della centrale stessa (pulizia, manutenzione, bonifica) che si considera mediamente invariata, mentre l'impianto cogenerativo nuovo non produce di per sé alcun rifiuto di processo.

La gestione dei rifiuti sarà effettuata secondo il Sistema di Gestione Ambientale di Raffineria che prevede che i rifiuti vengano depositati, separatamente per ogni categoria, in una zona che avrà caratteristiche idonee (pavimentazione impermeabile, dimensioni adeguate alla quantità di rifiuto da depositare, tettoia, cordolatura di contenimento dell'area sotto la tettoia).

Lo smaltimento rifiuti verrà eseguito da ditte specializzate e autorizzate che dimostrino adeguate competenze in questo campo.

Il deposito dei rifiuti rimane limitato dalle disposizioni di legge e dalle necessità imposte dall'esercizio.

<b>Emissioni in atmosfera</b>			
<b>Scenario attuale (rapporto ambientale 2005)</b>		<b>Scenario futuro</b>	
SO <sub>2</sub>	1307 ton/a	SO <sub>2</sub>	64,1 ton/a
NO <sub>x</sub>	788 ton/a	NO <sub>x</sub>	661,0 ton/a
Polveri	51 ton/a	Polveri	tracce
CO	87 ton/a	CO	456,4 ton/a

In particolare le singole sorgenti di emissione determinano i seguenti contributi annui:

	<b>Ore/anno</b>	<b>SO<sub>2</sub> ton/a</b>	<b>NO<sub>x</sub> ton/a</b>	<b>CO ton/a</b>
F7502	1110	7,7	73,3	39,2
TG7501-G5	8390	56,4	156,6	94,0
CCGT 1	8390	0	215,5	161,6
CCGT 2	8390	0	215,5	161,6
<b>TOTALE</b>		<b>64,1</b>	<b>661,0</b>	<b>456,4</b>

La realizzazione del nuovo ciclo combinato determina, rispetto alla situazione attuale, una notevole riduzione delle emissioni di inquinanti di SO<sub>2</sub> (-95%) e polveri grazie alla dismissione delle due caldaie esistenti e all'utilizzo del gas naturale al posto dell'olio combustibile nel nuovo ciclo combinato. Anche l'emissione di NO<sub>x</sub>, nonostante l'incremento della produzione elettrica complessiva, risulta inferiore rispetto allo scenario attuale di circa il 16%. La riduzione di NO<sub>x</sub> è dovuta principalmente all'utilizzo nel futuro ciclo combinato di camere di combustione a bassa emissione (Dry Low NO<sub>x</sub>) in grado di garantire una emissione specifica di NO<sub>x</sub> pari a 40 mg/Nmc di fumi allo scarico e alla maggiore efficienza del nuovo ciclo

combinato rispetto all'impianto esistente che, a parità di produzione, riduce il consumo di combustibile.

Inoltre sarà ottimizzato il sistema di abbattimento NO<sub>x</sub> sulla turbina a gas TG7501-G5 da 39 MWe, che permetterà la riduzione delle emissioni a 50 mg/Nm<sup>3</sup>.

Per quanto riguarda il CO (inquinante non contemplato dal Programma EniPower di riduzione degli inquinanti, perché non "critico") si osserva un incremento, in termini relativi, ma nell'ambito di un range di valori contenuti.

La Tabella 6.7-A sottostante riporta per ciascuno scenario, attuale e futuro, i valori di emissione specifica [grammi di inquinante per kWheq] calcolati sulla base delle produzioni di energia elettrica e vapore, questo ultimo espresso in termini di energia elettrica equivalente.

	Produzione GWheq	SO <sub>2</sub> gr./ kWheq	NO <sub>x</sub> gr./ kWheq	CO gr./ kWheq
ATTUALE	835	1,57	0,94	0,10
FUTURO	2568	0,02	0,26	0,18
RIDUZIONE [%]		98%	73%	-70%

**Tabella 6.8-B: Emissioni specifiche**

In conclusione il rinnovo della centrale EniPower di Taranto con un nuovo ciclo combinato si configura come un intervento di potenziamento degli impianti esistenti con risanamento ambientale.

Gli effetti di risanamento che si riscontrano riguardano la riduzione delle emissioni inquinanti in atmosfera con un considerevole abbattimento degli ossidi di zolfo e un incremento dell'efficienza complessiva della centrale termoelettrica di Taranto con conseguente risparmio energetico, funzionale alle politiche comunitarie e nazionali volte a favorire un miglioramento nella produzione e nell'utilizzo di energia elettrica.



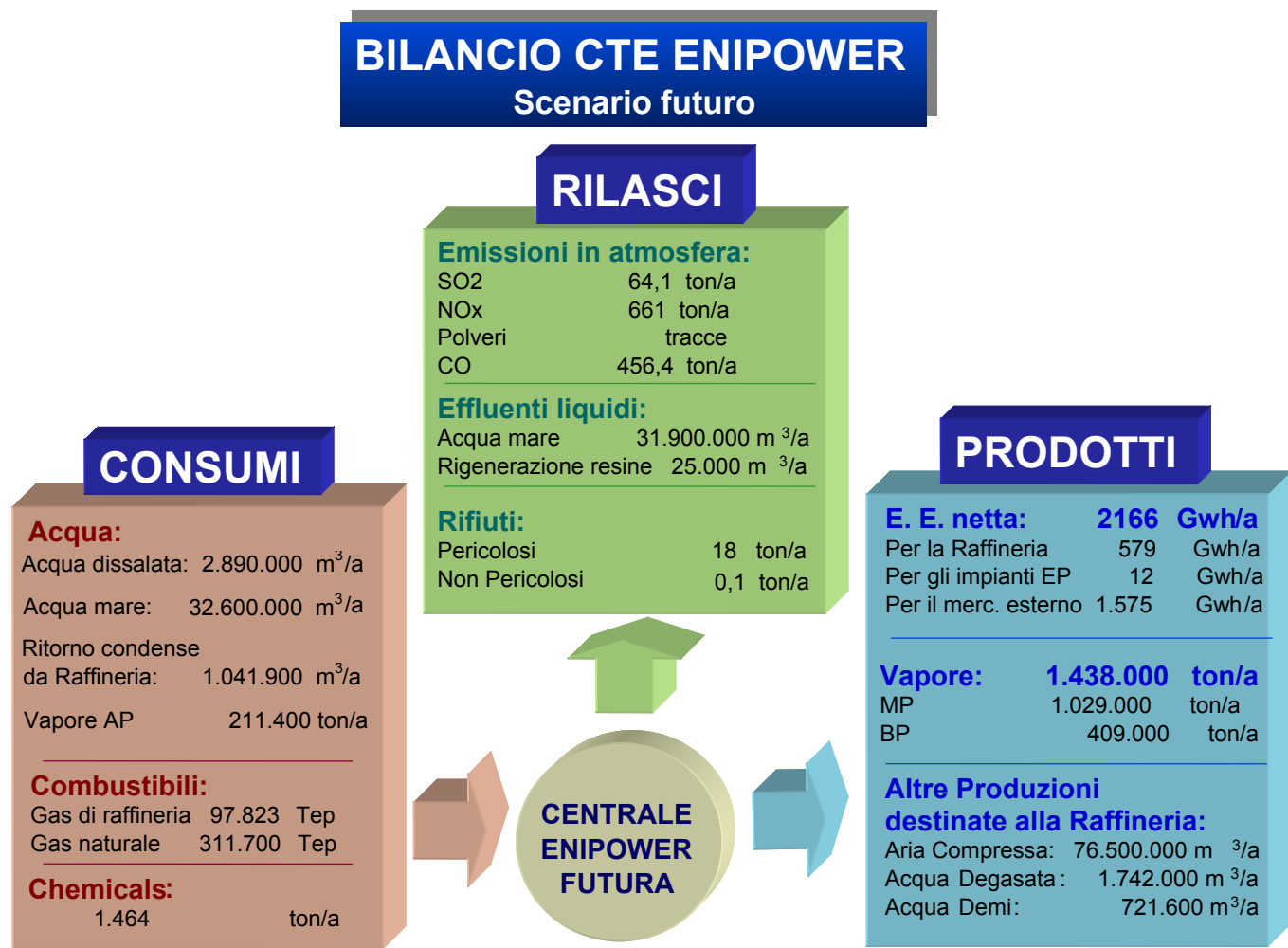


Figura 6.8-A: Bilancio ambientale futuro Centrale EniPower.

### **6.9. Dismissione degli impianti al termine della loro vita utile**

Di seguito vengono descritte le procedure di dismissione che saranno seguite al termine della vita utile degli impianti oggetto dello Studio.

Le operazioni di dismissione verranno strutturate secondo diversi livelli:

- messa in sicurezza degli impianti;
- interventi di bonifica;
- attività di demolizione;
- ripristino del suolo.

Queste operazioni saranno di durata abbastanza breve, e comporteranno interferenze sull'ambiente molto contenute (emissioni di polveri e di aerosoli in quantità moderata, nonché emissione di rumore).

Il programma degli interventi dovrà favorire, per quanto possibile, il recupero integrale delle turbine a vapore e relativi alternatori, ricercando la loro cessione come apparecchiature usate ed il recupero dei materiali ferrosi, in alternativa alla loro rottamazione,.

#### **6.9.1. Messa in sicurezza degli impianti**

Per rendere possibile l'uso delle tecniche di demolizione occorrerà isolare gli impianti e ripulirli da eventuali residui quali oli di macchina e idrocarburi.

Le alimentazioni elettriche saranno disattivate e i cavi in uscita dalle cabine scollegati. L'olio delle macchine (pompe, riduttori, etc.) ed ogni altro residuo contenuto in apparecchiature e serbatoi saranno recuperati e smaltiti in accordo alla normativa vigente mentre le linee ed i cunicoli saranno lavati per rimuovere tracce di idrocarburi, svuotando eventuali punti non drenabili mediante autospurgo.

Le tubazioni saranno sezionate fino ai limiti di batteria con l'inserimento di eventuali cieche o fondelli e verranno completamente svuotate e bonificate.

Gli impianti verranno recintati con opportuni cartelli indicanti "Divieto di accesso a personale estraneo".

Inoltre saranno eseguite le seguenti operazioni:

- intercettazione dei sistemi fognari ad eccezione del sistema fognario acque piovane;
- allontanamento di tutti i rifiuti, prodotti e materiali estranei all'area interessata;
- redazione di un rapporto sullo stato di conservazione meccanica e edile in cui viene lasciato l'impianto,
- individuazione dei materiali/prodotti presenti nell'area di impianto e fra essi di quelli aventi caratteristiche idonee per la vendita come prodotti o materiali riciclabili;
- mappatura ambientale dei materiali contenenti amianto con l'indicazione delle tipologie d'amianto presente negli impianti, quali coibentazioni di tubazioni, baderne, cuscini etc., secondo la normativa di legge vigente;
- raccolta della documentazione relativa alle apparecchiature a pressione (libretti matricolari ex ANCC) lista apparecchiature e linee, manuali operativi, planimetrie, schemi etc.

#### 6.9.2. *Interventi di Bonifica*

Gli interventi di bonifica da effettuare nel rispetto delle procedure e normative di legge vigenti dovranno prevedere:

- elaborazione della progettazione di dettaglio per l'esecuzione dei lavori in accordo al piano di sicurezza di stabilimento e comprendente un piano temporale di uscita dei vari materiali al fine di evitare cumuli di dimensioni superiori al consentito all'interno dello stabilimento;
- svuotamento delle apparecchiature, linee, serbatoi etc.;

- l'olio combustibile presente, l'olio lubrificante delle macchine (turbine, pompe, riduttori) e l'olio isolante dei trasformatori ed ogni altro residuo saranno recuperati confezionati e smaltiti in accordo alla normativa vigente;
- bonifica mediante lavaggio idrodinamico, vapore, etc. di tutti i circuiti, componenti od accessori delle caldaie, apparecchiature e tubazioni, osservando scrupolosamente le indicazioni riportate sulle schede di sicurezza delle sostanze trattate;
- caratterizzazione analitica di tutti i rifiuti di risulta dai lavori di bonifica con raccolta e trasporto a impianto di recupero/smaltimento/trattamento;
- raccolta, pressatura e imballaggio della lana di roccia e degli altri coibenti, non contenenti amianto, e loro trasporto e conferimento a impianto di recupero o, se non possibile a discarica esterna autorizzata;
- rimozione della fuliggine dai camini con confezionamento, trasporto e conferimento a discarica esterna autorizzata;
- pulizia generale dell'impianto incluse le fognie;
- Certificazione di avvenuta bonifica supportato da accertamenti analitici

### 6.9.3. *Attività di demolizione*

Dato il completamento delle attività di bonifica ed espletati gli adempimenti di legge previsti (notifiche ad ASL, Comune, VVF, nomina delle figure previste dal D.L. 494/96, etc.) sarà possibile procedere alla demolizione/smaltimento delle apparecchiature dismesse.

Le attività principali da effettuare comprendono:

- elaborazione di un piano di dettaglio dei lavori di demolizione con la definizione di adeguati piani di sicurezza ed in ottemperanza delle normative vigenti in materia;

- l'asportazione delle targhe e dei contrassegni dalle apparecchiature soggette al controllo ISPESL, USL, Ispettorato del Lavoro od altro ente preposto da consegnare all'unità preposta dallo stabilimento;
- allestimento di un cantiere attrezzato ove saranno svolte tutte le operazioni di cernita, deferrizzazione, rottamazione dei materiali di risulta dalle demolizioni edili e meccaniche;
- lo svuotamento dalle apparecchiature dei refrattari con confezionamento per il trasporto e loro confezionamento a discarica esterna autorizzata;
- taglio, rimozione della lamiera di rivestimento esterno delle caldaie, demolizione degli impianti con rottamazione di tutti i materiali di risulta dalla demolizione o altro, nonché la pulizia di tutti i materiali metallici per la successiva rottamazione;
- demolizione dei camini in cemento armato e in area attrezzata, trasporto dei detriti, frantumazione (in pezzatura non superiore a cm. 20x20x20 e deferrizzazione da eseguirsi in area predisposta a trasporto e conferimento a discarica esterna autorizzata;
- caratterizzazione analitica di tutti i rifiuti di risulta dai lavori di demolizione con raccolta e trasporto a impianto di recupero/smaltimento/trattamento.

Per le opere civili, le operazioni di demolizione verranno distinte a seconda della tipologia, e cioè: opere in muratura, calcestruzzo e c.a. entro e fuori terra.

Le piccole fondazioni potranno essere asportate intere; le pavimentazioni ed i muri liberi potranno essere demoliti con maglio o ripper; per le strutture in elevazione, fabbricati ed i muri contro terra si adopererà di volta in volta la tecnica più adatta scegliendo tra maglio, martello idraulico su escavatore e/o l'abbattimento per turo spinta, etc.

Per le reti interrato, pozzetti e vasche, si procederà ad aprire una trincea con l'escavatore. Effettuato lo scavo, si provvederà al taglio ad all'asportazione di tronchi di rete per pezzi; le vasche verranno demolite con uso di minicariche.

#### 6.9.4. *Ripristino del suolo*

Ultimate le operazioni di demolizione, si procederà alla caratterizzazione dei terreni al fine di determinare se l'area liberata può essere nuovamente utilizzata senza ulteriori interventi.

In caso vengano evidenziate situazioni di criticità che richiedano operazioni di bonifica, dovrà essere definito l'intervento per la messa in sicurezza e bonifica in accordo alle norme vigenti in materia

Al termine delle attività si dovrà ottenere o un certificato di stato del sottosuolo o il rilascio dell'attestato di avvenuta esecuzione

Al completamento dei lavori di demolizione l'area dovrà risultare pulita, livellata e riportata al suo stato originario pronta per essere eventualmente riutilizzata.

<b>6. LA DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO</b>	<b>6-1</b>
<b>6.1. Introduzione</b>	<b>6-1</b>
<b>6.2. Analisi delle alternative tecnologiche</b>	<b>6-3</b>
6.2.1. Impianto di Cogenerazione	6-3
6.2.2. Sistema di raffreddamento	6-6
<b>6.3. Descrizione del progetto</b>	<b>6-8</b>
6.3.1. Impianto di cogenerazione	6-9
6.3.2. Impianti ausiliari e connessione ai servizi di stabilimento	6-20
6.3.3. Prestazioni del ciclo combinato e bilancio materiali in condizioni di progetto	6-32
<b>6.4. Opere lineari accessorie all'impianto di Cogenerazione</b>	<b>6-36</b>
6.4.1. Elettrodotto	6-36
<b>6.5. Fase di costruzione, precommissioning, commissioning e start-up</b>	<b>6-43</b>
6.5.1. Premessa	6-43
6.5.2. Attività di costruzione – Impianto di Cogenerazione a Ciclo Combinato	6-43
6.5.3. Attività di costruzione relative all'elettrodotto	6-63
<b>6.6. Fase di esercizio</b>	<b>6-69</b>
<b>6.7. Sintesi dei consumi, dei prodotti e dei rilasci all'ambiente</b>	<b>6-70</b>
6.7.1. Fase di costruzione	6-70
6.7.2. Fase di esercizio	6-77
6.7.3. Bilancio ambientale annuale della Centrale a Ciclo combinato	6-87
<b>6.8. Bilancio ambientale ed energetico dell'intervento</b>	<b>6-89</b>
6.8.1. Bilancio energetico	6-90
6.8.2. Bilancio ambientale dell'intervento. Confronto tra scenario attuale e futuro.	6-93
<b>6.9. Dismissione degli impianti al termine della loro vita utile</b>	<b>6-98</b>
6.9.1. Messa in sicurezza degli impianti	6-98
6.9.2. Interventi di Bonifica	6-99
6.9.3. Attività di demolizione	6-100
6.9.4. Ripristino del suolo	6-102