



# CENTRALE ELETTRICA A CICLO COMBINATO NEL SITO DELLA EX-CARTIERA DI LAMA DI RENO, COMUNE DI MARZABOTTO (BO)

## STUDIO IMPATTO AMBIENTALE

**ANALISI DELLE PRINCIPALI  
ALTERNATIVE**  
(rif. punto 2 all. VII D.Lgs.4/2008)

CAPITOLO

**2**

<b>DATA EMISSIONE: 11 Agosto 2008</b>		
PROPONENTE	 <b>DUFENERGY ITALIA SPA</b> Via Armando Diaz, 248 25010 San Zeno Naviglio (BS)	
ESECUTORE	 <b>SGS ITALIA SPA</b> Via Livorno, 60 10144 Torino	

# ANALISI DELLE PRINCIPALI ALTERNATIVE

## Indice

<b>1</b>	<b>SCELTA DEL SITO</b>	<b>3</b>
1.1	Analisi della domanda	3
1.2	Connessioni	4
1.3	Disponibilità d'acqua	5
1.4	Destinazione industriale del sito	5
<b>2</b>	<b>ALTERNATIVE TECNOLOGICHE</b>	<b>6</b>
2.1	Motivazioni nelle scelte progettuali e di processo	6
2.2	Scelta della tecnologia	6
2.3	Impatto ambientale limitato	6
2.3.1	Vantaggi operativi	7
2.3.2	Ricadute positive sul territorio	7
2.3.3	Migliori prestazioni	7
2.3.4	Tempi di costruzione contenuti	7
2.3.5	Minor costo di investimento	8
2.4	Scelta del combustibile	8
2.5	Scelta del sistema di raffreddamento	10
2.6	Scelta del lay-out	10
2.7	Migliori Tecniche Disponibili	11
2.8	Scelta della modalità di gestione	12

## ANALISI DELLE PRINCIPALI ALTERNATIVE

### 1 SCELTA DEL SITO

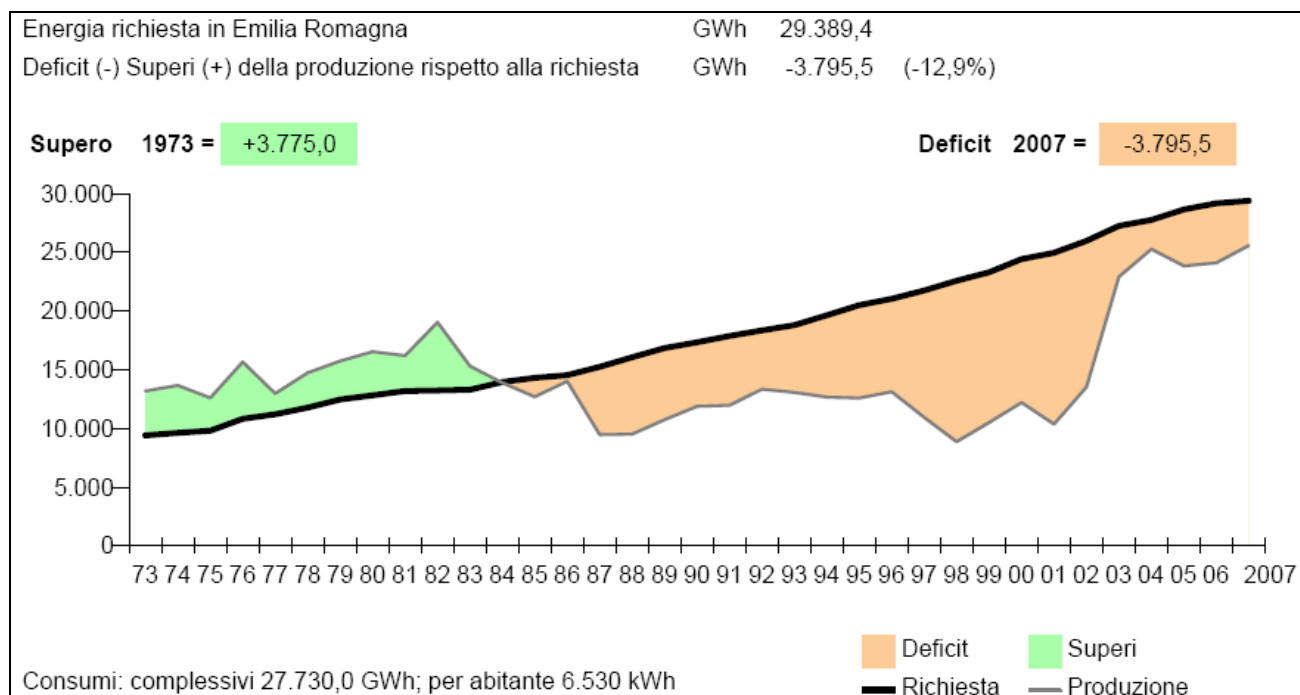
Il sito individuato per la localizzazione dell'impianto in oggetto è costituito da una porzione di area, di estensione pari a circa 25.000 mq, della ex cartiera sita in località Lama di Reno, Comune di Marzabotto, in provincia di Bologna.

Il sito, facilmente raggiungibile dall'autostrada A1 Bologna-Firenze dal casello di Sasso Marconi, è caratterizzato da un'ottima infrastrutturazione e da una posizione baricentrica rispetto al territorio provinciale e regionale, che ne esaltano la vocazione industriale ed "energetica".

La scelta localizzativa è avvenuta attraverso l'attenta valutazione di alcuni parametri di idoneità, che verranno brevemente descritti nei prossimi paragrafi.

#### 1.1 Analisi della domanda

Dal bilancio elettrico regionale al 31 Dicembre 2007, pubblicato dal Gestore della rete di trasmissione nazionale Terna, si vede che il fabbisogno elettrico dell'Emilia Romagna si attesta a 29.389 GWh annui, con un deficit rispetto alla produzione del 12,9%.



**Fig. 1 – Energia elettrica richiesta in Emilia Romagna (Fonte: Terna)**

In particolare, la situazione della domanda energetica nelle province vede in testa nelle richieste sulla rete la Provincia di Bologna, seguita dalle Province di Modena e Reggio Emilia, che da sole rappresentano il 50% dell'intero fabbisogno elettrico regionale.

Consumi per categoria di utilizzatori e provincia					
GWh	Agricoltura	Industria	Terziario <sup>2</sup>	Domestico	Totale <sup>2</sup>
Bologna	116,1	2.270,1	1.829,2	1.172,3	5.387,8
Ferrara	89,4	1.457,9	530,0	440,5	2.517,8
Forlì	218,5	618,4	613,3	419,1	1.869,4
Modena	103,8	2.854,6	1.058,3	817,3	4.834,1
Parma	72,6	1.705,5	784,1	516,9	3.079,2
Piacenza	63,9	742,6	435,4	328,8	1.570,6
Ravenna	160,8	1.719,7	642,4	453,5	2.976,4
Reggio Emilia	99,1	2.050,9	655,6	595,6	3.401,2
Rimini	18,8	459,0	730,1	394,3	1.602,3
<b>Totale</b>	<b>943,2</b>	<b>13.878,7</b>	<b>7.278,6</b>	<b>5.138,3</b>	<b>27.238,8</b>

Fig. 2 – Consumi per Provincia (Fonte: Terna)

Inoltre, le province più popolate e a maggior sviluppo industriale sono caratterizzate, oltre che da un maggior consumo di energia su base annua, anche da picchi di potenza richiesta alla rete che spesso tendono a squilibrare il sistema di trasporto dell'energia a livello zonale, causando discontinuità nelle forniture e problemi nella qualità del servizio elettrico.

Gli impianti di generazione come quello in progetto, definiti “peakers” in virtù della capacità di seguire in tempo reale le richieste di potenza della rete, localizzati in prossimità delle zone di maggior consumo, consentono un esercizio della rete più equilibrato e una migliore qualità del servizio all'utente finale.

Le considerazioni sopra esposte giustificano a pieno, dal punto di vista del rapporto domanda-offerta, la collocazione dell'impianto a Lama di Reno.

## 1.2 Connessioni

L'impianto in oggetto deve essere connesso alle reti tecnologiche del gas naturale per l'alimentazione del combustibile e alla rete elettrica, mediante una sottostazione, per lo scambio di potenza con la rete stessa.

La Regione Emilia Romagna è caratterizzata da una diffusa infrastrutturazione energetica (reti gas ed elettricità) per ragioni storiche: le prime estrazioni di metano in Italia infatti sono avvenute sia nella parte ovest della Regione (Cortemaggiore) che est (coltivazioni off-shore in alto Adriatico).

Inoltre la particolare collocazione geografica vede questa Regione come ineludibile punto di transito dei flussi energetici fra il Nord e il centro-Sud del Paese.

Ha infine inciso sulla presenza e diffusione delle reti gas ed elettricità il particolare sviluppo industriale della Regione, diffuso sul territorio soprattutto a ridosso delle importanti vie di trasporto viario che attraversano la Regione da Sud-Est a Nord-Ovest.

Tenuto conto anche della esigenza di disporre di un'area piana di poco più di due ettari, facilmente raggiungibile anche da trasporti pesanti, si è limitata l'indagine a siti posti in vicinanza dei caselli autostradali e delle principali vie di comunicazione, verificando la vicinanza di gasdotto ed elettrodotto in modo da minimizzare l'impatto sul territorio delle relative opere di connessione.

Il sito di Lama di Reno ha caratteristiche ottimali in quanto dista soli 8 km dal Casello di Sasso Marconi dell'autostrada A1. Inoltre, a causa delle precedenti necessità della cartiera, è munito di sottostazione elettrica adiacente l'area selezionata da Dufenergy e di punto di riconsegna del gas metano.

La soluzione localizzativa scelta non richiede pertanto la costruzione di un nuovo elettrodotto, ma solo la realizzazione di un collegamento interrato alla sottostazione esistente, lungo circa 200 m e compreso quasi esclusivamente all'interno del perimetro dell'impianto.

Per quanto riguarda invece il punto di riconsegna del gas, basterà un ripotenziamento che SNAM sta progettando e che comunque non riguarderà che poche decine di metri del gasdotto esistente.

### 1.3 Disponibilità d'acqua

Altro aspetto fondamentale per la scelta della localizzazione ideale dell'impianto è la disponibilità di risorsa idrica per gli usi di stabilimento (raffreddamento e condensazione, reintegro ciclo vapore, ecc..). L'impianto consumerà circa 86 mc/h di acqua per uso industriale: tale quantitativo può essere in genere approvvigionato da rete idrica superficiale, da acquedotto industriale o da falda sotterranea.

Il sito industriale di Lama di Reno è adiacente al letto del fiume Reno, che ha da sempre fornito l'acqua per le attività di cartiera e per l'alimentazione di una piccola centralina idroelettrica avente una potenza installata di circa 800 kW.

Il sito è attraversato da una condotta forzata, progettata per derivare fino a 7 mc/s, con opere di presa che si trovano sul Reno a circa 2 km a monte dello stabilimento.

La condotta potrà adeguatamente approvvigionare i fabbisogni idrici della centrale, che ammontano appena al 17% del consumo medio che necessitava in precedenza alla cartiera (circa 500 mc/h).

### 1.4 Destinazione industriale del sito

Uno degli elementi principali del piano industriale di Dufenergy in Emilia Romagna era la scelta di individuare siti già a destinazione industriale, evitando di sottrarre territorio ad altre attività o a diverse vocazioni di utilizzo.

In particolare, ci si è concentrati su aree industriali in corso di sviluppo o con necessità di riqualificazione, nella convinzione che l'insediamento di un impianto ad elevato contenuto tecnologico e con i descritti benefici effetti sulla qualità del servizio elettrico a livello zonale, possa dare un importante contributo allo sviluppo industriale locale.

Il sito industriale di Lama di Reno è da sempre a destinazione industriale (l'attività di produzione della carta è documentata a Lama da almeno 260 anni) e necessita di un immediato rilancio a causa della recente cessazione delle attività della cartiera, che ha avuto un forte impatto negativo sull'economia locale.

Inoltre, la cultura industriale radicata presso gli abitanti del luogo, rende disponibile un potenziale di risorse umane che potrà essere utilmente impiegato sia nelle fasi di cantiere che di esercizio dell'impianto.

## 2 ALTERNATIVE TECNOLOGICHE

### 2.1 Motivazioni nelle scelte progettuali e di processo

In tutte le fasi di sviluppo del nuovo impianto di Lama di Reno sono sempre stati adottati criteri di progettazione orientati ad assicurare il pieno rispetto della normativa di tutela ambientale, tenendo nella massima considerazione le possibilità offerte dalla tecnologia per il contenimento degli impatti ambientali.

Come richiamato caso per caso nei paragrafi successivi, le scelte progettuali sono sempre ricadute sulle migliori tecniche disponibili (MTD o BAT) grazie anche al rapido progresso e alla enorme diffusione del ciclo combinato.

### 2.2 Scelta della tecnologia

Il ciclo combinato deriva dalla combinazione di due cicli semplici: il ciclo di una turbina a gas (ciclo Brayton) e il ciclo di una turbina a vapore (ciclo Rankine).

La migliore efficienza pone il ciclo combinato in posizione di vantaggio rispetto al ciclo a vapore convenzionale, in quanto, a parità di apporto energetico fornito dal combustibile, si ha una maggiore produzione di energia elettrica e una minore dissipazione di calore nell'ambiente.

Di seguito sono esposte alcune considerazioni riguardanti le scelte tecnologiche che hanno portato alla ideazione dell'unità a ciclo combinato. L'opportunità di queste scelte è valutata anche in base ad un confronto con le principali alternative attualmente disponibili sul mercato impiantistico mondiale.

L'elevata efficienza nella conversione dell'energia chimica del combustibile in energia elettrica con l'adozione del ciclo combinato è ottenuta con tecnologie ampiamente sperimentate e diffuse (turbina a gas, generatore di vapore a recupero, turbina convenzionale a condensazione), in grado di conferire al ciclo stesso un elevato grado di affidabilità.

Tra i punti di forza del ciclo combinato rispetto alle centrali convenzionali, vanno ricordati:

- Impatto ambientale limitato;
- Vantaggi operativi;
- Ricadute positive sul territorio;
- Migliori prestazioni;
- Tempi di costruzione contenuti;
- Minor costo di investimento.

### 2.3 Impatto ambientale limitato

Gli impianti a ciclo combinato possono soddisfare facilmente i più restrittivi requisiti ambientali di un qualunque Paese industrializzato.

Innanzitutto essi presentano un impatto visivo molto ridotto per quanto concerne sia l'area occupata sia l'altezza dei fabbricati.

Non è necessario, infatti, che i camini siano molto alti, poiché i gas di scarico non contengono quantità elevate di inquinanti ed i fumi escono dal camino a grande velocità.

I risultati di un'analisi approfondita delle emissioni ed immissioni in funzione dell'altezza del camino è stata riportata nel quadro di riferimento ambientale del SIA.

La frazione dell'energia primaria contenuta nel combustibile e non convertita in energia utile viene immessa nell'ambiente sotto forma di calore.

Anche per questo aspetto la migliore efficienza del ciclo combinato è in posizione di vantaggio rispetto al ciclo a vapore convenzionale; il rendimento più alto del ciclo combinato consente quindi una minore dissipazione termica.

E' interessante osservare che, a parte la minore immissione globale di calore nell'ambiente, la centrale a ciclo combinato presenta una ripartizione più favorevole dello smaltimento di energia termica tra aria (gas esausti al camino) e condensatore della turbina a vapore, rispetto ad un ciclo termico tradizionale.

### 2.3.1 Vantaggi operativi

I vantaggi operativi di un ciclo combinato nei confronti di ogni altro tipo di impianto di produzione di energia elettrica sono ormai riconosciuti da lungo tempo e rendono questa tipologia di impianti ideale per seguire in tempo reale i picchi di domanda sulla rete elettrica.

Questi vantaggi possono essere riassunti nel seguente modo:

- Struttura del processo di produzione più semplice e con minori apparecchiature rispetto ad un impianto a vapore tradizionale.
- Avviamento veloce. I cicli combinati di questa taglia possono raggiungere il pieno carico da condizioni definite "hot" nel giro di 30 minuti e da condizioni di partenza a freddo in circa un'ora.
- Consumo limitato di acqua rispetto ad un impianto classico a vapore di uguale potenza.
- Contenuti costi operativi di manutenzione.

### 2.3.2 Ricadute positive sul territorio

Degli effetti su vasta scala, dovuti alla parziale risposta del nuovo impianto al deficit energetico evidenziato a livello regionale e provinciale, si è parlato nei paragrafi precedenti.

Accenniamo in questa sede anche ai benefici degli impianti di picco sulla gestione delle criticità della rete, grazie anche all'alleggerimento delle congestioni tra porzioni di rete comunicanti dovute alla vicinanza tra produzione e aree di consumo dell'energia.

La costruzione della centrale e la sua gestione comporteranno infine un coinvolgimento determinante dell'imprenditoria locale ed un aumento di posti di lavoro sia in centrale che nell'indotto (mensa, terziario locale).

### 2.3.3 Migliori prestazioni

Come già accennato, il ciclo combinato rappresenta la soluzione più efficiente per la conversione di energia termica in energia elettrica.

Inoltre, nell'ambito di questa soluzione, già di per sé estremamente efficiente, è possibile ottimizzare ulteriormente il rendimento del ciclo combinato selezionando opportunamente la configurazione del ciclo stesso e, quindi, la turbina a gas.

### 2.3.4 Tempi di costruzione contenuti

I tempi di progettazione e costruzione di un impianto a ciclo combinato sono relativamente contenuti grazie all'alto grado di prefabbricabilità ed alla standardizzazione dei componenti principali dell'impianto.

Di seguito sono riportati i tempi tipici di progettazione e costruzione di una centrale a ciclo combinato raffrontati con quelli di centrali di potenza convenzionali.

- |                                                   |            |
|---------------------------------------------------|------------|
| • Ciclo Combinato                                 | 1,5-2 anni |
| • Centrale a Vapore con gas come combustibile     | 2-4 anni   |
| • Centrale a Vapore con carbone come combustibile | 3-5 anni   |

Il ridotto tempo di costruzione dell'impianto comporta ovviamente numerosi vantaggi. Tra questi è importante evidenziare la possibilità di minimizzare gli oneri dovuti e esborsi di capitale prolungati nel tempo, e la possibilità di ridurre gli errori di previsione sulle necessità di energia elettrica nelle aree interessate (è breve infatti l'intervallo fra la decisione a procedere e l'entrata in funzione della centrale a ciclo combinato).

La durata del cantiere sarà di 18-24 mesi circa con una presenza media di personale in cantiere di circa 50-70 unità.

Per l'esercizio e la manutenzione dell'impianto è previsto l'impiego di 10-15 persone con un alto livello di specializzazione.

### 2.3.5 Minor costo di investimento

Anche se il costo di installazione di un impianto di generazione di energia elettrica può variare notevolmente in funzione del tipo di installazione, della localizzazione dell'impianto e di altri fattori, si può affermare che un impianto di generazione di energia elettrica basato sul principio del ciclo combinato ha un costo di investimento per kilowatt installato inferiore rispetto a quello d'ogni altro tipo di impianto termico.

## 2.4 Scelta del combustibile

L'utilizzo del gas naturale come combustibile permette di realizzare una centrale termoelettrica con impatto sull'ambiente limitato rispetto ad una centrale tradizionale con uguale potenza nominale.

Il ricorso al gas naturale, l'elevata efficienza del processo e la tecnologia adottata nei combustori consentono di limitare notevolmente le emissioni in atmosfera.

Infatti:

- Le emissioni di ossidi di zolfo sono inapprezzabili e dovute alla sola presenza di agenti odorizzanti contenuti nel gas naturale;
- Le emissioni di polveri sono praticamente assenti, grazie alla natura gassosa del combustibile;
- Le emissioni di anidride carbonica sono inferiori rispetto all'utilizzo di altri vettori energetici;
- Le emissioni di ossidi di azoto vengono contenute al minimo attualmente possibile con l'uso di tecnologie altamente efficienti (bruciatori Dry-Low-NOx (DLN), iniezione di H<sub>2</sub>O/vapore). È comunque importante sottolineare che tali metodi consentono di ottenere valori di emissioni compatibili con le regolamentazioni europee vigenti in merito.

La turbina a gas dell'unità a ciclo combinato sarà alimentata esclusivamente con gas naturale: non si prevedono, in nessun caso, combustibili di emergenza in quanto le emergenze saranno coperte da contratti di soccorso con la rete.

Di seguito si riportano, per ogni tipologia di inquinante, i benefici legati all'uso del gas naturale:

### Anidride Carbonica

Per quanto riguarda la formazione di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), il parametro che contraddistingue i combustibili è il rapporto idrogeno/carbonio: tanto più questo rapporto è elevato, tanto minore è il quantitativo di CO<sub>2</sub> prodotto dalla combustione di una data massa di combustibile. Il rapporto idrogeno/carbonio è, in prima approssimazione, pari a 2 per il gasolio ed a 4 per il gas naturale. Dal punto di vista della riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, la migliore scelta appare senza dubbio quella del gas naturale.

È importante ricordare che, grazie all'eccesso di aria con cui lavorano i combustori delle turbine a gas, quasi tutto il carbonio presente nel combustibile si ossida a CO<sub>2</sub>: la formazione di monossido di carbonio (CO) è quindi molto limitata e le emissioni rimangono entro limiti estremamente contenuti.

### Ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>)

Un'emissione inquinante non strettamente dipendente dal tipo di combustibile impiegato è quella relativa agli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>).

Essi sono il prodotto dell'ossidazione dell'azoto presente nell'aria di combustione e, in minor misura, di quello contenuto nel combustibile.

Il parametro che maggiormente influenza la produzione di NO<sub>x</sub> è la temperatura della fiamma nella camera di combustione della turbina a gas.

I principali sistemi per limitare la formazione di ossidi sono :

- iniezione di vapore in camera di combustione;
- iniezione di acqua in camera di combustione;
- adozione di combustori del tipo “Dry Low NO<sub>x</sub>” (DLN) o “Dry Low Emission” (DLE).

La soluzione scelta per l'impianto di Lama di Reno, al fine di limitare la formazione di NO<sub>x</sub> durante la combustione, è quella di utilizzare i combustori DLN.

I vantaggi che derivano da questa scelta rispetto al caso di bruciatori ad iniezione di acqua o vapore sono i seguenti :

- Livello di emissione degli NO<sub>x</sub> compatibile con la normativa CE e nazionale;
- Efficienza del ciclo combinato più elevata;
- Nessun consumo di acqua demineralizzata;
- Sensibile riduzione della frequenza degli interventi di manutenzione sui combustori.

I combustori DLN consentono di contenere i valori di temperatura in camera di combustione, realizzando una premiscelazione del combustibile con l'aria comburente prima della sua accensione, creando così un più intimo contatto tra combustibile e comburente.

L'affidabilità dei combustori DLN, soprattutto per il funzionamento delle macchine con gas naturale come combustibile, è ormai ampiamente provata. Questi bruciatori consentono di mantenere le emissioni degli NO<sub>x</sub> entro valori normativi, con gas naturale come combustibile, senza il consumo dei grossi quantitativi di acqua demineralizzata, necessari invece nel caso di utilizzo dei bruciatori ad iniezione di acqua o vapore.

La tecnologia dei bruciatori DLN per la riduzione di NO<sub>x</sub> è, al momento, tra le più innovative dal punto di vista tecnologico e la più efficiente dal punto di vista del rendimento del ciclo.

L'impiego di bruciatori DLN ha un effetto positivo sull'efficienza del ciclo rispetto all'impiego di bruciatori ad iniezione di acqua/vapore per due motivi essenziali:

- nel caso di bruciatori ad iniezione d'acqua, la turbina a gas è meno efficiente rispetto alla macchina con bruciatori DLN;
- nel caso di iniezione di vapore, il vapore iniettato in turbina a gas è sottratto alla fase di espansione in turbina a vapore, con un conseguente abbassamento del rendimento globale.

Infine, la scelta del combustore DLN migliora notevolmente la manutenzione del bruciatore stesso. In dipendenza dalla quantità di vapore o acqua iniettata nella macchina ad iniezione, la manutenzione risulta sensibilmente più gravosa in termini di frequenza di fermate della macchina.

### Ossidi di zolfo

Il gas naturale venduto in Italia è praticamente esente da zolfo (piccolissime quantità, fino ad un massimo di 10 ppm, hanno lo scopo di “odorizzare” il gas per consentirne l'impiego con maggior sicurezza) e quindi gli ossidi di zolfo (SO<sub>x</sub>) non costituiscono motivo di inquinamento e i livelli di emissione sono trascurabili.

## Particolati

Le emissioni di particolati, in una centrale che utilizzi il gas naturale come combustibile, sono quasi nulle. Oltre a non costituire fonte di inquinamento, permettono di operare l'impianto con uno sporco trascurabile ed una manutenzione molto ridotta.

## **2.5 Scelta del sistema di raffreddamento**

I sistemi di raffreddamento vengono utilizzati per sottrarre il calore in eccesso dai fluidi di sistema al fine di riportarli nelle condizioni di temperatura ottimali per la funzione che debbono svolgere.

Con riferimento al progetto in esame, il sistema di raffreddamento si rende necessario per condensare il vapore che esce dalla turbina a vapore a bassa pressione, al fine di ricircolare l'acqua nella caldaia a recupero, nonché per raffreddare il macchinario che si riscalda per le inevitabili perdite.

Per asportare il calore del vapore e permettere la sua condensazione è necessario disporre di una sorgente fredda capace di assorbire il calore necessario.

La scelta del sistema di raffreddamento è stata condizionata dalla disponibilità all'interno del sito di una portata di acqua derivata dal vicino fiume Reno, di gran lunga eccedente i fabbisogni della nuova centrale.

E' stato pertanto adottato un sistema di condensazione con condensatore ad acqua e torri di raffreddamento ibride a tiraggio forzato, alimentate da pompe di circolazione attraverso un sistema in ciclo chiuso.

La soluzione adottata, pur incidendo molto meno sullo sfruttamento della risorsa idrica di superficie rispetto alle precedenti attività industriali insediate sul sito, consente di avere un migliore rendimento di impianto in virtù di un vuoto più spinto al condensatore (rispetto a soluzioni con aerocondensatori) e di minimizzare le dimensioni del condensatore e delle torri di raffreddamento (minori superfici di scambio).

## **2.6 Scelta del lay-out**

In generale per definire la disposizione dell'impianto, si è tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti parametri e vincoli di progetto:

- Fasce di rispetto dai confini dell'area;
- Fascia di rispetto dalla linea ferroviaria Bologna-Pistoia;
- Minimo impatto sugli edifici e strutture preesistenti;
- Esistenza di una condotta forzata sotterranea per i fabbisogni idrici di stabilimento;
- Collocazione delle maggiori fonti di rumore (Inlet aria turbina a gas, ventilatori camino, compressori, torri di raffreddamento, ecc.);
- Minimizzazione impatto visivo;

Sulla base dei principi sopra elencati, il lay-out è stato elaborato prevedendo il treno principale composto da turbina a gas e caldaia a recupero in una posizione centrale rispetto ai due edifici dedicati alla turbina a vapore e ai compressori metano.

Longitudinalmente il layout è ottimizzato al fine di limitare il percorso delle tubazioni del ciclo vapore e dell'acqua di raffreddamento delle torri; il trasformatore unico è stato collocato in modo da mantenere minima la lunghezza del condotto a sbarre dai due alternatori mentre i fabbricati esistenti che sono stati recuperati saranno utilizzati per uffici, sala controllo, quadri elettrici, sistemi ausiliari, magazzino ed officina.

## 2.7 Migliori Tecniche Disponibili

Il D. Lgs. 04/08/99, n. 372, recante “Attuazione della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell’inquinamento” raccomanda, tra i principi generali da adottare per la prevenzione dell’inquinamento, il ricorso alle migliori tecniche disponibili.

Con questa espressione, chiarisce il decreto, si fa riferimento alle tecniche e modalità di progettazione, costruzione, esercizio, manutenzione e dismissione dell’impianto che siano tecnicamente ed economicamente valide nell’ambito del pertinente comparto industriale e che siano le più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell’ambiente nel suo complesso.

Nella progettazione della nuova centrale di Lama di Reno ci si è uniformati a questi principi, adottando le scelte più coerenti con la filosofia delle “migliori tecniche disponibili”, come è stato più estesamente descritto caso per caso nei paragrafi precedenti.

Nello specchio sottostante si riassumono le azioni e le scelte progettuali individuate sulla base delle indicazioni fornite dall’allegato IV al suddetto D. Lgs. n. 372/99, che elenca alcune considerazioni da tenere presenti nella scelta delle migliori tecniche disponibili.

Componente ambientale	MTD adottata	Effetti
Impatto Generale	Ciclo combinato	Elevata efficienza
Atmosfera	Combustibile gas naturale	Ridotte emissioni inquinanti
	Brucciatori Low NOx a secco	Abbattimento degli NOx
Ambiente idrico	Adozione bruciatori Low NOx a secco	Minor consumo d’acqua (rispetto a impianti che utilizzano acqua o vapore per abbattere gli NOx)
Rumore	Adozione di mirate misure: <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Progettuali</li> <li>➤ Costruttive</li> <li>➤ Organizzative</li> </ul>	Limitazione dell’impatto acustico all’interno dell’impianto e verso l’esterno
Rifiuti solidi	Separazione per tipologia e avviamento, ove possibile, al recupero	Limitazione del quantitativo di rifiuti solidi avviati allo smaltimento
Traffico	Adozione di misure organizzative per evitare fenomeni di punta	Limitazione dell’impatto sulla rete viaria locale in fase di cantiere e di esercizio

**Tab. 1 – Migliori Tecniche Disponibili (MTD) adottate**

## 2.8 Scelta della modalità di gestione

L'impianto in progetto, grazie alla derivazione aeronautica della turbina a gas adottata, ha una elevatissima flessibilità di funzionamento e tempi estremamente ridotti per adeguarsi alle variazioni di carico sulla rete. Come si è evidenziato nei paragrafi precedenti, tali caratteristiche sono essenziali in un impianto concettualmente nato per supportare la rete nei momenti di criticità e per soddisfare le richieste di "energia di modulazione" nelle ore di punta.

In alternativa, l'elevato rendimento del ciclo combinato ne giustificherebbe anche l'utilizzo in continuo per rispondere alla richiesta di energia "base-load" sulla rete. Tale utilizzo potrebbe essere accompagnato da un assetto cogenerativo, in presenza di importanti utenze di calore di processo o civili, anche se richiederebbe la presenza di una caldaia di back-up, per soddisfare il fabbisogno termico durante le fermate delle turbine.

La scelta di gestire l'impianto come "peaker", e cioè con andamento discontinuo per un totale di circa 5.000 h/anno, deriva sia dalla necessità, recepita dalle linee guida del Piano Energetico Regionale, di contribuire a garantire la stabilità della rete locale e a migliorare la continuità e la qualità del servizio elettrico, sia dall'assenza, nell'area della ex-cartiera o nelle zone immediatamente limitrofe, di importanti utenze termiche civili o industriali che possano giustificare la cogenerazione.