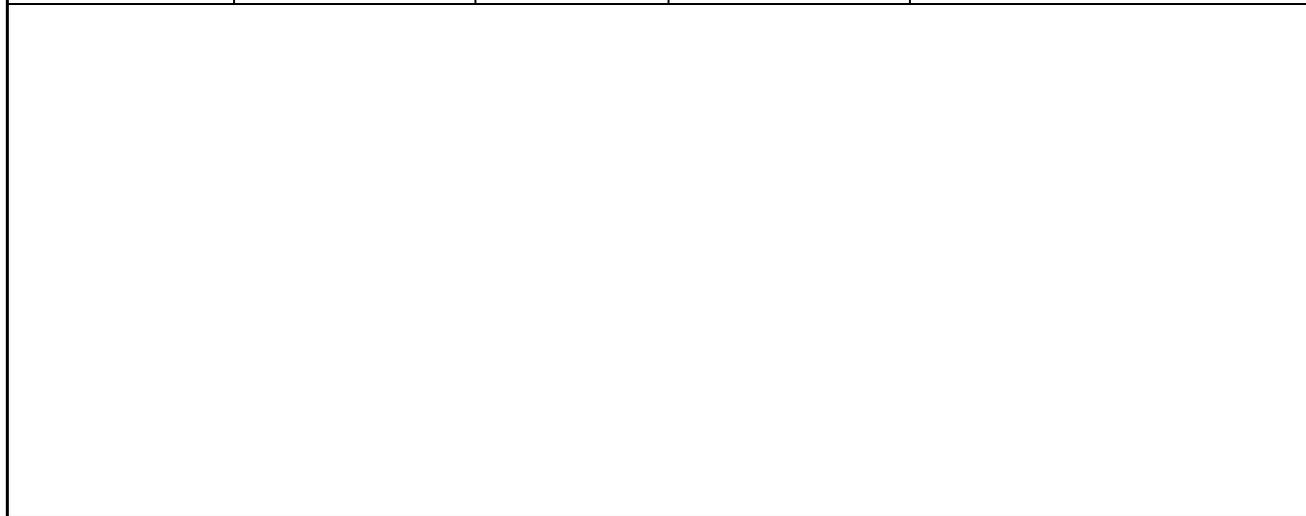


Società di Ingegneria: 	Progetto: CCGT 400 MWe nel Porto Industriale di Trieste Contratto no. : Lavoro no. :				Cliente: 			
	Rev.:	00						
Documento no.: 08110-HSE-R-0-322	Foglio: 1 di 23		Data: 21/06/2010	Classificazione: per istruttoria		Documento Cliente no.:		



ANALISI DELLE ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E DI LOCALIZZAZIONE



00	21/06/10	Emissione per istruttoria	Giarda	Giunto	Pastorelli
REV	DATA	TITOLO DELLA REVISIONE	PREPARATO	VERIFICATO	APPROVATO

CCGT 400 MWe NEL PORTO INDUSTRIALE DI TRIESTE
ANALISI DELLE ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E DI LOCALIZZAZIONE

Documento no.:	Foglio	Rev.:	Documento Cliente no :
08110-HSE-R-0-322	2 di 23	00	

INDICE

0	PREMESSA.....	3
1	ANALISI DELLE ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE PER LA REALIZZAZIONE DELL'OPERA	4
	1.1 Aspetti programmatici.....	4
	1.2 Aspetti progettuali.....	6
	1.3 Aspetti ambientali	8
	1.3.1 Impiego di risorse	8
	1.3.2 Emissioni in atmosfera	8
	1.3.3 Rumore.....	8
	1.3.4 Inserimento paesaggistico.....	9
	1.3.5 Inquinamento ambientale dei terreni e delle acque di falda	11
	1.4 Conclusioni.....	11
2	VALUTAZIONE E SCELTA DELLE PRINCIPALI ALTERNATIVE TECNOLOGICHE.....	12
	2.1 L'impianto di produzione di energia elettrica	12
	2.1.1 La tecnologia del ciclo combinato.....	12
	2.1.2 Sistema di raffreddamento: il condensatore ad acqua di mare	14
	2.1.3 La scelta della tipologia cogenerativa.....	15
	2.1.4 Sistemi di riduzione e controllo delle emissioni: tecnologie di contenimento dell'emissione degli ossidi di azoto.....	16
	2.2 L'opera di collegamento alla rete di trasmissione nazionale: il cavo interrato.....	17
3	ANALISI COSTI-BENEFICI	19
	3.1 Utilizzo del suolo	19
	3.2 Utilizzo delle risorse idriche	20
	3.3 Inquinamento dell'aria	21
	3.4 Impatto sul paesaggio	21
	3.5 Impatto socio-economico	22
	3.6 Conclusioni.....	23

CCGT 400 MWe NEL PORTO INDUSTRIALE DI TRIESTE
ANALISI DELLE ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E DI LOCALIZZAZIONE

Documento no.:	Foglio	Rev.:	Documento Cliente no :
08110-HSE-R-0-322	3 di 23	00	

0 PREMESSA

La presente relazione è stata redatta allo scopo di rispondere alle richieste di integrazione nn. 7 e 8 formulate dalla Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia – Direzione Centrale Ambiente e Lavori Pubblici con Nota Prot. ALP.11-43542-VIA/371 del 21 dicembre 2009, che così recitano:

- “7. Descrivere i criteri adottati e il processo valutativo seguito per la definizione della scelta del sito anche sulla base di altre possibili alternative di localizzazione della centrale con indicazione delle determinanti ragioni della scelta sotto il profilo dell’impatto ambientale, e di un’analisi costi benefici relativa alla soluzione prescelta.*

- 8. Ragioni della scelta, sotto il profilo dell’impatto ambientale, in ordine alla strutturazione dell’impianto ed alla fattibilità di alternative tecnologiche nel processo di produzione di energia elettrica, all’alternativa zero, nonché alle alternative sulla strutturazione interna dell’impianto proposto.”*

In risposta alle richieste di integrazione sopra esposte si riportano, pressochè integralmente e con qualche adattamento, le valutazioni già esposte nei **§ 10.2** “Analisi delle alternative di localizzazione per la realizzazione dell’opera” e **§ 13.1** “Valutazione e scelta delle principali alternative tecnologiche” dello SIA e al punto n. 4 “Analisi costi-benefici” del documento n. 08110-HSE-R-0-111, sviluppato in risposta a specifiche richieste del Comune di Trieste in sede di Conferenza dei Servizi e già trasmesso alle Autorità competenti nel mese di ottobre 2009.

CCGT 400 MWe NEL PORTO INDUSTRIALE DI TRIESTE										
ANALISI DELLE ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E DI LOCALIZZAZIONE										
Documento no.:	Foglio			Rev.:						Documento Cliente no :
08110-HSE-R-0-322	4	di	23	00						

1 ANALISI DELLE ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE PER LA REALIZZAZIONE DELL'OPERA

Nel presente capitolo è riportata un'analisi delle alternative di localizzazione della centrale a ciclo combinato, proposta dalla Lucchini Energia nell'ambito della diversificazione produttiva dello stabilimento siderurgico (Ferriera di Servola).

L'analisi è stata effettuata, quindi, con specifico riferimento al comprensorio industriale del Porto di Trieste nel quale è inserita l'area dello stabilimento, confrontando l'ipotesi di localizzazione nel sito della Ferriera (interno al perimetro dello stabilimento, vedi **Fig. 1.1**), con la possibile alternativa di ubicazione nell'ambito della cosiddetta area ex-discarda di Via Errera, dove è possibile l'ampliamento del polo energetico per l'inserimento di un terminale di rigassificazione del Gas Naturale Liquefatto e del relativo nuovo punto di entrata della rete nazionale di trasporto del metano, gestita dalla Snam Rete Gas, alla quale la centrale dovrà allacciarsi (vedi **Fig. 1.2**).

Nel presente capitolo si intende pertanto fornire i principali elementi di analisi tecnico-ambientale sulla ubicazione dell'opera nell'ambito del Porto Industriale di Trieste, tenendo presente i vincoli e le opportunità dal punto di vista programmatico, progettuale e ambientale.

1.1 Aspetti programmatici

Il sito prescelto per l'ubicazione dell'impianto di generazione, in entrambi i casi, è inserito nell'ambito dell'area del Porto Industriale di Trieste gestita dalla Autorità Portuale.

Il principale documento di riferimento, in termini di programmazione degli interventi e di pianificazione territoriale, è dunque il Piano Regolatore Portuale (PRP), redatto ai sensi della L. 94/1984.

Questo è stato presentato dalla Autorità Portuale ha ottenuto le intese con il Comune di Trieste e con quello di Muggia ed è attualmente in corso di istruttoria.

Il documento non prevede, per le aree di interesse, una variazione nella destinazione d'uso attuale, tuttavia è significativa la differenza tra i due siti analizzati, in un'ottica di sviluppo nel medio-lungo periodo delle attività portuali. In merito all'area della Ferriera di Servola, infatti, la realizzazione della Piattaforma Logistica e la previsione delle ulteriori infrastrutture ad essa correlate (ad es. Molo VIII) manifestano un orientamento programmatico del gestore delle aree preferibilmente mirato a uno sviluppo consistente delle attività di logistica e movimentazione merci che, come noto, devono poter usufruire di ampie superfici, spesso nella zona retrostante le banchine, per lo stoccaggio e la movimentazione delle merci.

Diversamente, per l'area ex-discarda di Via Errera, la prevista ubicazione di un terminale di rigassificazione del Gas Naturale Liquefatto, unitamente alla realizzazione delle connesse infrastrutture di trasporto, suggeriscono un orientamento della programmazione territoriale teso a concentrare in tale area le attività di tipo energetico anche, forse, al fine di razionalizzare l'utilizzo degli spazi e rendere attuabili specifiche sinergie tra i diversi progetti.

Dal punto di vista formale, allo stato attuale, dunque, è possibile fare riferimento ancora al vigente Piano Regolatore Generale Comunale.

Dall'esame del PRGC, è possibile notare come in entrambi i casi la destinazione d'uso sia sostanzialmente coerente con l'iniziativa proposta. In particolare nell'area ex-discarda di Via Errera la destinazione L1B "Attività portuali industriali" ne sancisce l'idoneità sotto il profilo funzionale.

**CCGT 400 MWe NEL PORTO INDUSTRIALE DI TRIESTE
ANALISI DELLE ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E DI LOCALIZZAZIONE**

Documento no.: 08110-HSE-R-0-322	Foglio 5 di 23	Rev.: 00	Documento Cliente no :
-------------------------------------	-------------------	-------------	------------------------

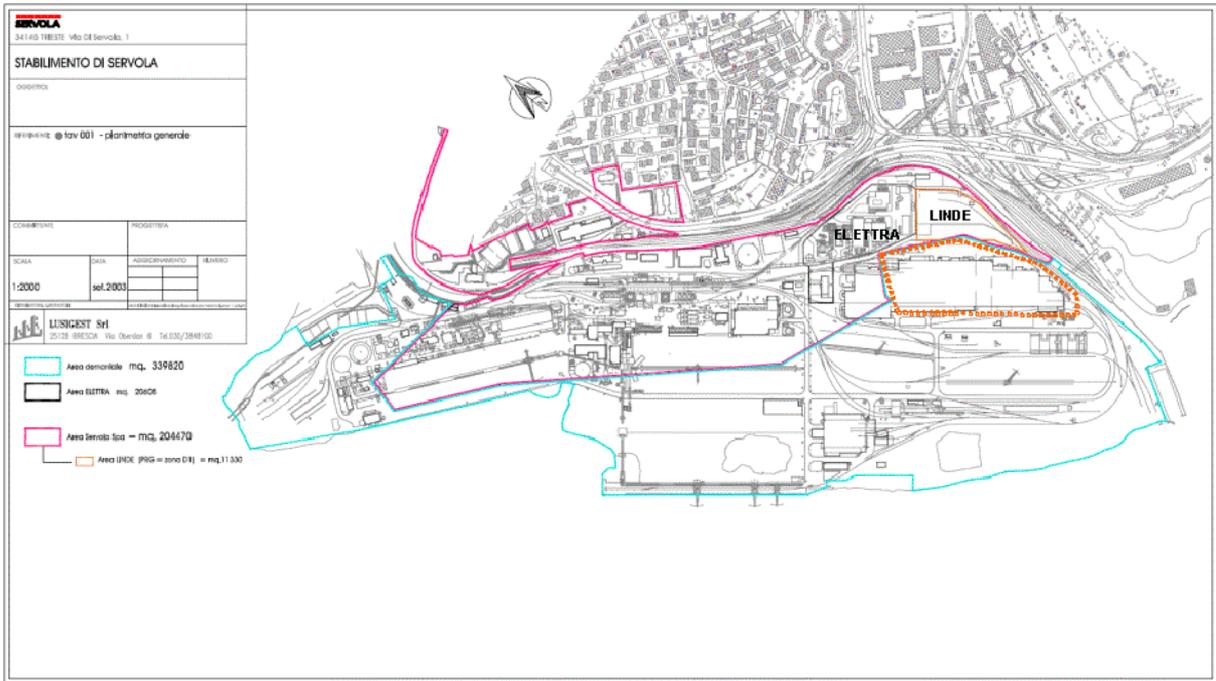


Fig. 1.1 – Localizzazione del possibile sito di ubicazione nell’ambito dell’area della Ferriera di Servola.

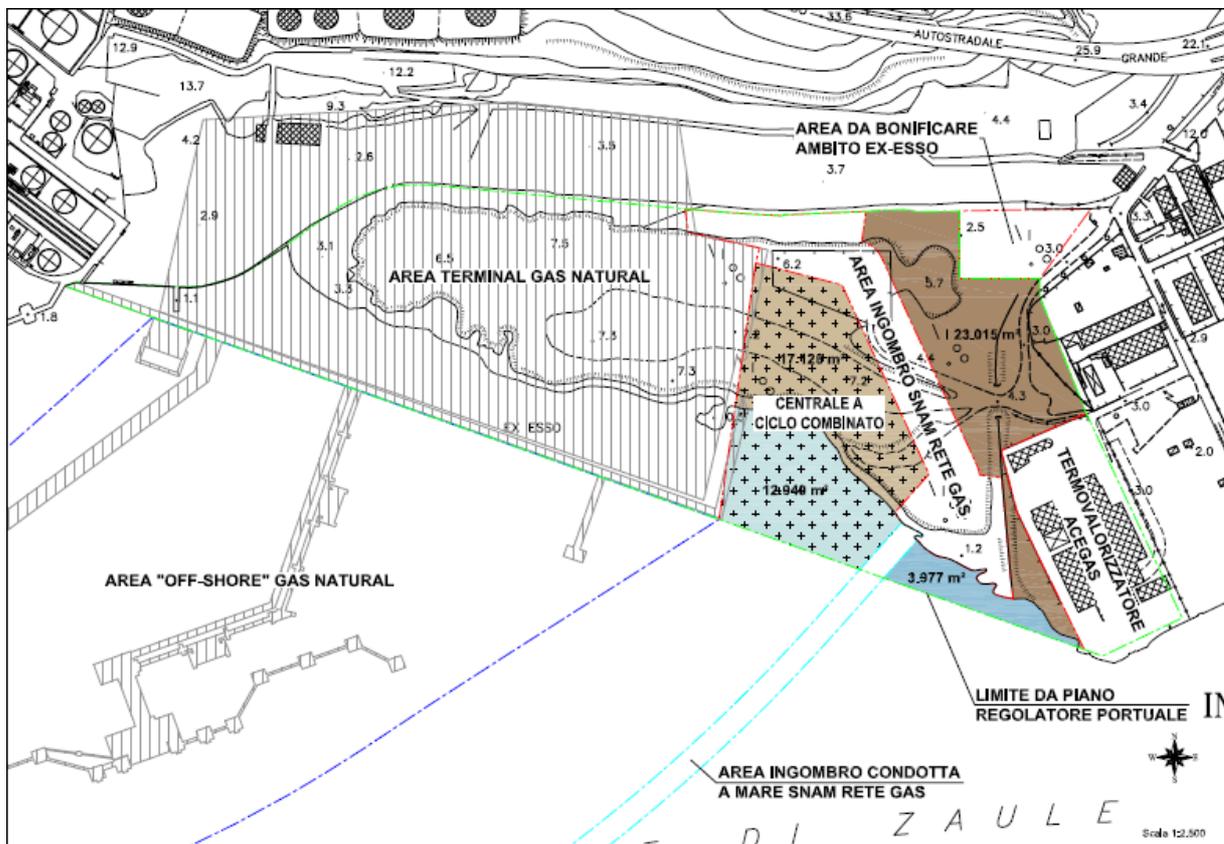


Fig. 1.2 – Localizzazione del possibile sito di ubicazione nell’ambito dell’area della ex-discarica di Via Errera.

CCGT 400 MWe NEL PORTO INDUSTRIALE DI TRIESTE
ANALISI DELLE ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E DI LOCALIZZAZIONE

Documento no.:	Foglio	Rev.:	Documento Cliente no.:
08110-HSE-R-0-322	6 di 23	00	

1.2 Aspetti progettuali

La possibilità di ubicare un impianto di generazione a ciclo combinato di potenza nominale pari a 400 MWe è legata, naturalmente, alla disponibilità di spazi adeguati.

Le caratteristiche attuali per un impianto quale quello in progetto (centrale a ciclo combinato con potenza nominale pari a 400 MWe) suggeriscono un'occupazione media delle superfici pari a circa 3-4 ha, in funzione delle tecnologie adottate per i vari sistemi componenti l'impianto (vedi **Fig. 1.3** – impianto “multishaft” con aerotermi). In particolare la sezione di raffreddamento rappresenta uno dei punti critici sono questo profilo, richiedendo, nell'ipotesi di utilizzo di sistemi di raffreddamento ad aria (aerotermi), una superficie disponibile mediamente pari a circa 1 ha, ovvero pari al 25% del totale richiesto.

In aggiunta, la possibilità di effettuare il teleriscaldamento e dunque l'adozione del particolare assetto dell'isola di potenza, non realizzabile in un'unica soluzione compatta (cd. monoasse), rende ancor più stringenti le specifiche di razionalizzazione degli spazi.

A fronte di tali evidenze e in ragione delle aree allo stato disponibili (vedi **Fig. 1.2**) l'alternativa di ubicazione nell'area di Zaule appare certamente più critica e soggetta, necessariamente, a un'attenta ottimizzazione del layout d'impianto.

D'altro canto l'eventuale presenza di un “serbatoio di energia termica” (fredda) quale può essere considerato un terminale GNL, con la connessa disponibilità di una portata consistente di acqua di mare trattata per l'utilizzo industriale (oltre 30.000 m³/h) a temperatura costantemente più bassa di almeno 4°C rispetto a quella di prelievo, renderebbe logico proporre, già in fase progettuale preliminare, l'adozione di un sistema di raffreddamento ad acqua di mare, con i conseguenti benefici in termini di risparmio di spazio e di costo e di recupero di energia, prevedendo solo come riserva sistemi di raffreddamento alternativi ovvero l'utilizzo diretto dell'acqua di mare.

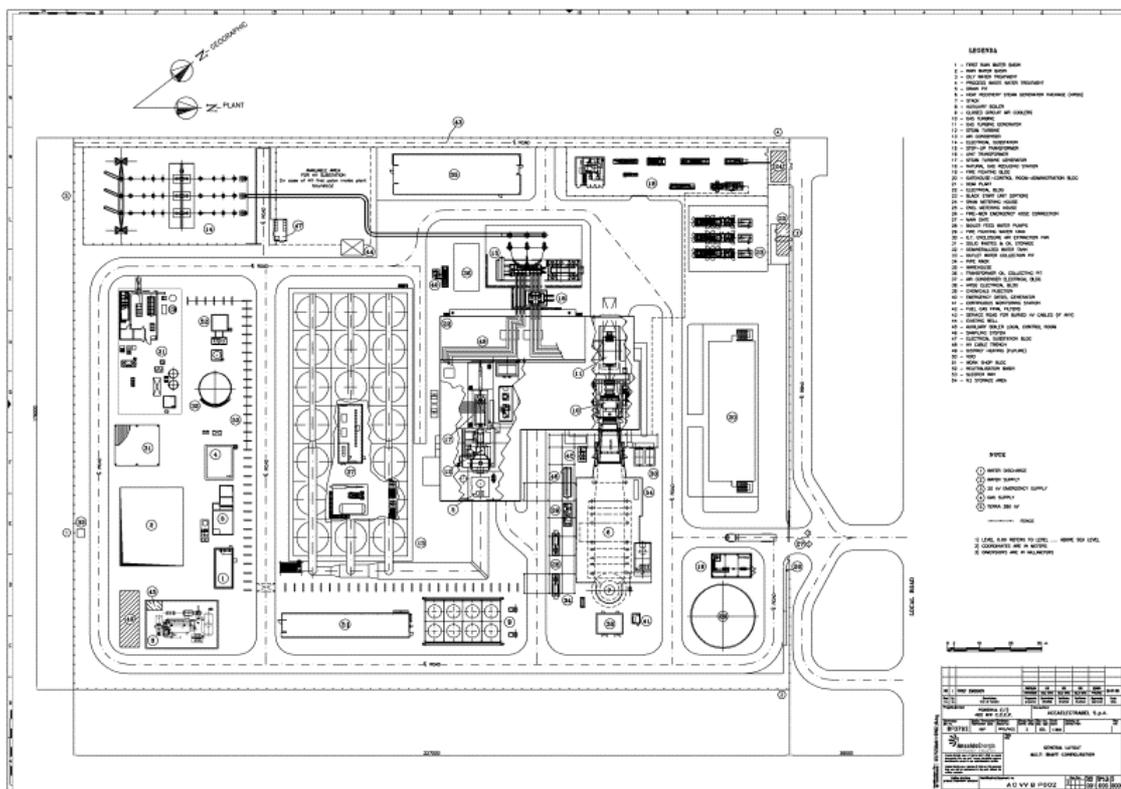


Fig. 1.3 – Layout tipico con aerotermi e teleriscaldamento (Fonte: Ansaldo Energia).

CCGT 400 MWe NEL PORTO INDUSTRIALE DI TRIESTE
ANALISI DELLE ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E DI LOCALIZZAZIONE

Documento no.: 08110-HSE-R-0-322	Foglio 7 di 23	Rev.: 00	Documento Cliente no.:
-------------------------------------	-------------------	-------------	------------------------

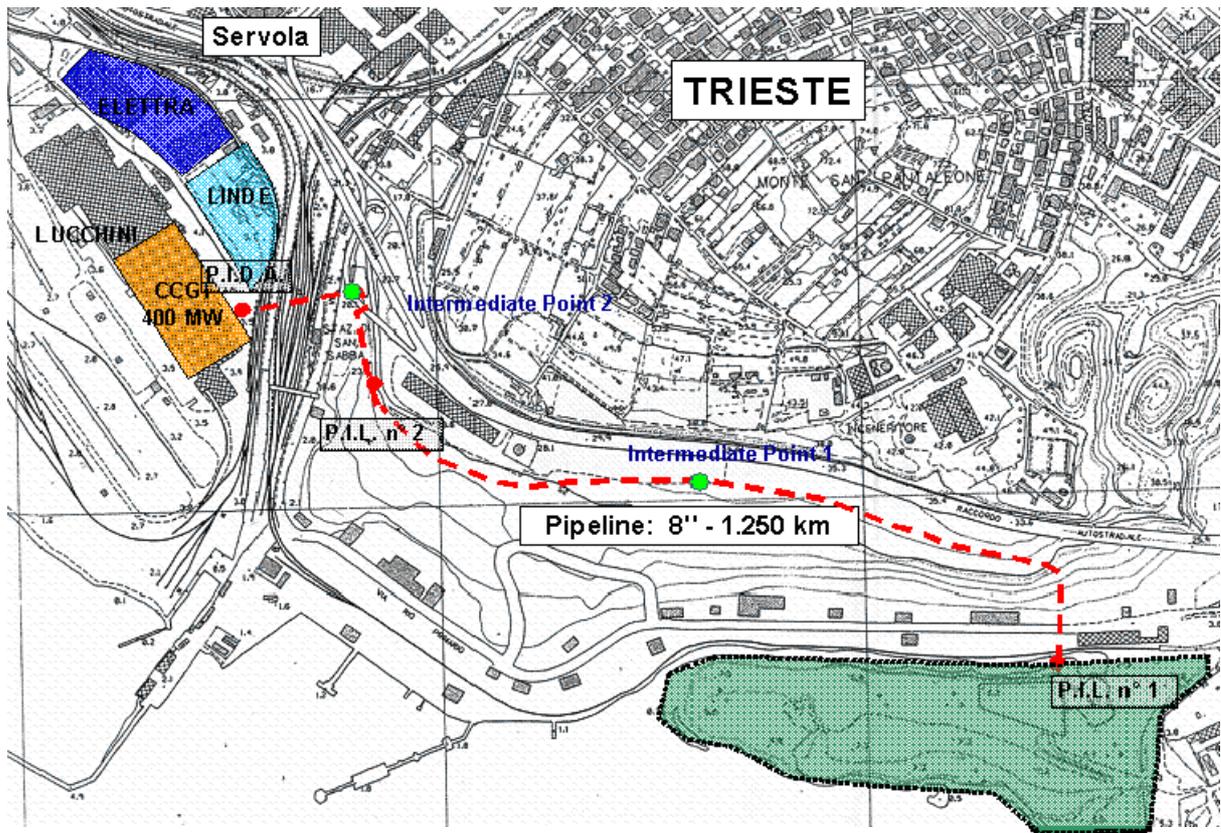


Fig. 1.4 – Tracciato preliminare dell’allacciamento alla rete nazionale del gas metano (nuovo punto di *entry*) nel caso di ubicazione in ambito Ferriera di Servola.

In relazione alle opere connesse (elettrodotto – metanodotto) sussistono ulteriori differenze tra le due ubicazioni alternative.

Se per l’elettrodotto di connessione la differenza si sostanzia in una possibile variazione di lunghezza del tracciato del cavo interrato, con un risparmio stimato, nel caso di impianto realizzato nell’area della Ferriera, sulla base dei dati disponibili, in circa il 10% della lunghezza totale (10 anziché 11 km), nel caso del metanodotto di collegamento alla rete nazionale di trasporto, la differenza è forse più sottile, ma di certo significativa.

La realizzazione dell’impianto nell’area della Ferriera, prevederebbe infatti un tracciato di collegamento alla rete Snam Rete Gas il cui sviluppo è completamente inserito nell’area industriale del Porto, partendo dal futuro nuovo punto di entrata e attraversando il parco serbatoi di prodotti petroliferi esistente, sfruttando il corridoio esistente in parallelo alla Grande Viabilità e in stretto parallelismo alle *pipeline* per il trasporto del greggio gestite dalla S.I.O.T. (vedi **Fig. 1.4**) oltreché, in particolari punti del tracciato, l’utilizzo delle servitù e delle infrastrutture (*rack* di supporto) a servizio delle stesse.

Ciò, pur in presenza di un’estensione limitata del gasdotto (circa 1,5 km), prefigura una notevole difficoltà di realizzazione dell’opera, sia in ragione delle tipiche problematiche tecniche di attraversamento e parallelismo con infrastrutture esistenti (si pensi ad esempio alla gestione del sistema di protezione catodica o alla realizzazione degli scavi), sia a quelle più strettamente legate ai diritti di servitù in essere.

Viceversa nel caso di ubicazione in prossimità del futuro nuovo punto di entrata l’allacciamento alla rete del metano si tradurrebbe in un semplice collegamento di pochi metri in un’area non infrastrutturata con evidenti benefici dal punto di vista realizzativo dell’opera.

CCGT 400 MWe NEL PORTO INDUSTRIALE DI TRIESTE
ANALISI DELLE ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E DI LOCALIZZAZIONE

Documento no.: 08110-HSE-R-0-322	Foglio 8 di 23	Rev.: 00	Documento Cliente no :
-------------------------------------	-------------------	-------------	------------------------

1.3 Aspetti ambientali

Per un impianto di generazione termoelettrica a ciclo combinato, indipendentemente dai fattori legati allo specifico contesto territoriale in cui l'impianto è ubicato (tra i quali per il caso in questione rientra certamente l'inquinamento ambientale dei terreni e delle acque di falda), i fattori chiave più significativi per l'analisi di impatto ambientale sono, in estrema sintesi, i seguenti:

- impiego di risorse
- emissioni in atmosfera
- rumore
- inserimento paesaggistico
- inquinamento ambientale dei terreni e delle acque di falda
- inquinamento elettromagnetico (per l'elettrodotto di connessione)

In merito a quest'ultimo aspetto l'analisi dei possibili siti di ubicazione dell'opera, come già segnalato, non presenta sostanziali differenze tra le due alternative, non mutando la tipologia di soluzione prevista (elettrodotto in cavo interrato), ma al più l'estensione del tracciato. Viceversa ognuno dei fattori chiave sopra richiamati è interessato da differenze più o meno marcate in funzione della diversa ubicazione prescelta.

1.3.1 Impiego di risorse

Entrambe le localizzazioni non comportano l'utilizzo ai fini industriali di nuove porzioni di territorio e possono essere considerati "brownfield", essendo inseriti in contesti industriali esistenti e afferenti al Sito di Interesse Nazionale di Trieste.

La differenza sostanziale tra le due alternative, in termini di impiego delle risorse, è identificabile nel possibile uso dell'acqua di mare, già utilizzata dal futuro terminale GNL, per il circuito di raffreddamento della centrale.

Tale caratteristica costituisce un'evidente sinergia tra impianti industriali limitrofi che non può non essere considerata come "valore aggiunto" nell'ambito della valutazione dell'impatto ambientale.

Il diverso processo industriale, poi, conferisce a tale sinergia un carattere di complementarità, poiché il riscaldamento dell'acqua legato alla centrale termoelettrica compensa pressoché totalmente il raffreddamento dovuto al processo di rigassificazione, presentando così, a regime, un impatto nullo o trascurabile in termini di variazione di temperatura della portata d'acqua di mare utilizzata.

1.3.2 Emissioni in atmosfera

In termini di tipologia di emissioni e quantità delle stesse, naturalmente, non vi sono differenze tra le due alternative di ubicazione.

Tuttavia la diversa posizione dei due siti rispetto alle aree residenziali più vicine (vedi **Fig. 10.5**) suggerisce un più ampio margine di tolleranza per l'area di Zaule in virtù di una distanza media da queste maggiore rispetto all'area della Ferriera.

1.3.3 Rumore

Anche per il rumore vale quanto già segnalato nel § 1.3.2 circa la maggior distanza media da insediamenti residenziali del sito alternativo ubicato nell'area ex-discarica di Via Errera.

CCGT 400 MWe NEL PORTO INDUSTRIALE DI TRIESTE
ANALISI DELLE ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E DI LOCALIZZAZIONE

Documento no.:	Foglio	Rev.:						Documento Cliente no.:
08110-HSE-R-0-322	9 di 23	00						

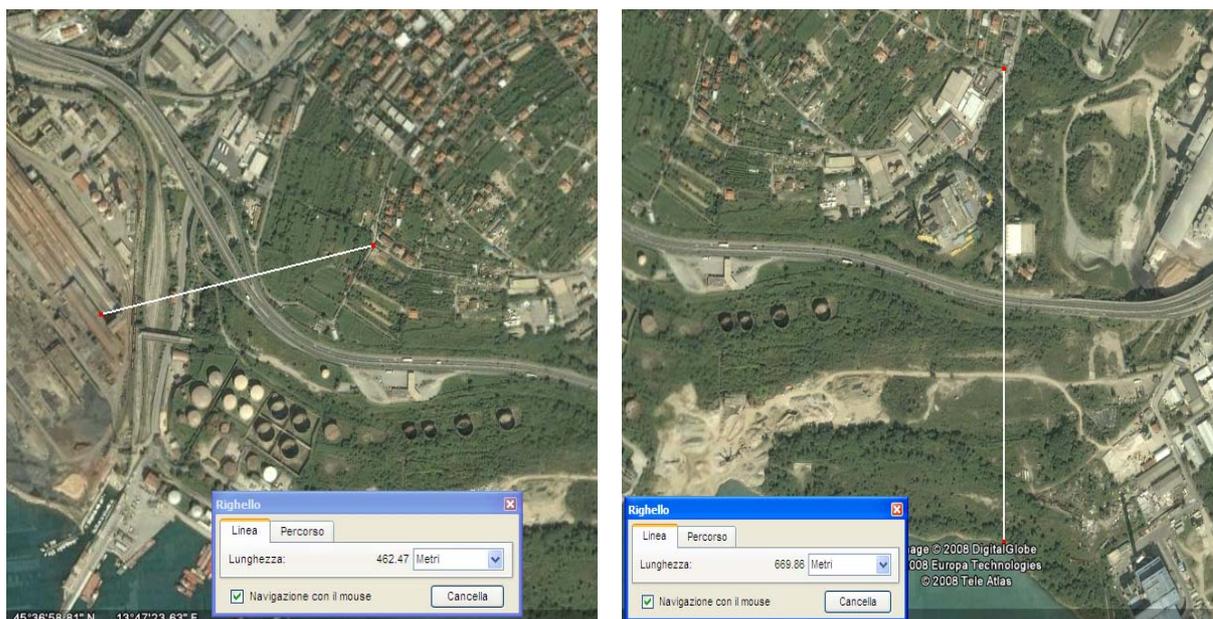


Fig. 1.5 – Distanza media dalla più vicina area residenziale per i due siti di ubicazione.

In aggiunta il fattore di rumorosità è anche legato alla differenza progettuale connessa con l'utilizzo dell'acqua di mare come fluido di raffreddamento nell'ipotesi di ubicazione in area Zaule. La presenza di un'estesa batteria di aerotermi, infatti, rappresenta una fonte consistente di rumore (ogni aeroterma rappresenta una sorgente puntuale di pressione sonora pari mediamente a circa 80 dBA¹) che può comportare, in particolari contesti territoriali, un significativo impatto ambientale. Inoltre le due aree, da alcuni studi condotti dalla Autorità Portuale sull'inquinamento acustico in ambito portuale alla fine degli anni '90 e più recentemente nel 2003, sembrerebbero essere caratterizzate da una differente condizione di partenza e da un differente grado di "schermatura", in termini di rumore prodotto, della Grande Viabilità verso le aree residenziali ad esse più vicine (vedi **Fig. 1.6**).

1.3.4 Inserimento paesaggistico

Dal punto di vista dell'inserimento paesaggistico va preliminarmente rilevato che, come già ampiamente segnalato, entrambi i siti presentano infrastrutture industriali esistenti del tutto simili a quella in progetto: nel caso dell'area della Ferriera, infatti, è già presente un impianto di generazione termoelettrica come quello in progetto, sebbene di dimensioni ridotte (170 MWe), mentre nell'area di Zaule il termovalorizzatore dell'AcegasAps è in tutto assimilabile, ma con dimensioni più consistenti (ad es. relativamente al camino), ad un impianto di generazione termoelettrica come quello proposto (vedi **Fig. 1.7**).

Fermo restando dunque una generale coerenza dell'intervento sotto il profilo paesaggistico e tenendo presente che l'impatto visivo è legato essenzialmente ad alcune parti dell'impianto (ad es. il camino, con un'altezza mediamente compresa nel range 35-60 m, o la sezione aerotermi/torri evaporative, con un'altezza mediamente compresa tra 10-20 m e una estensione superficiale compresa tra 5.000 e 10.000 m²), ciò che pare differenziare le due alternative di ubicazione è ancora una volta la prospettiva di sviluppo futuro delle aree. Mentre per l'area della Ferriera, questo sembra essere decisamente orientato verso una riconversione produttiva, per l'area ex-discarica di Via Errera, la realizzazione dell'impianto GNL connoterebbe in modo palese lo sviluppo industriale dell'area, già prefigurato dagli strumenti di pianificazione in precedenza menzionati.

¹ Fonte: DGMR Consulting Engineering database

**CCGT 400 MWe NEL PORTO INDUSTRIALE DI TRIESTE
ANALISI DELLE ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E DI LOCALIZZAZIONE**

Documento no.:	Foglio	Rev.:	Documento Cliente no.:
08110-HSE-R-0-322	10 di 23	00	

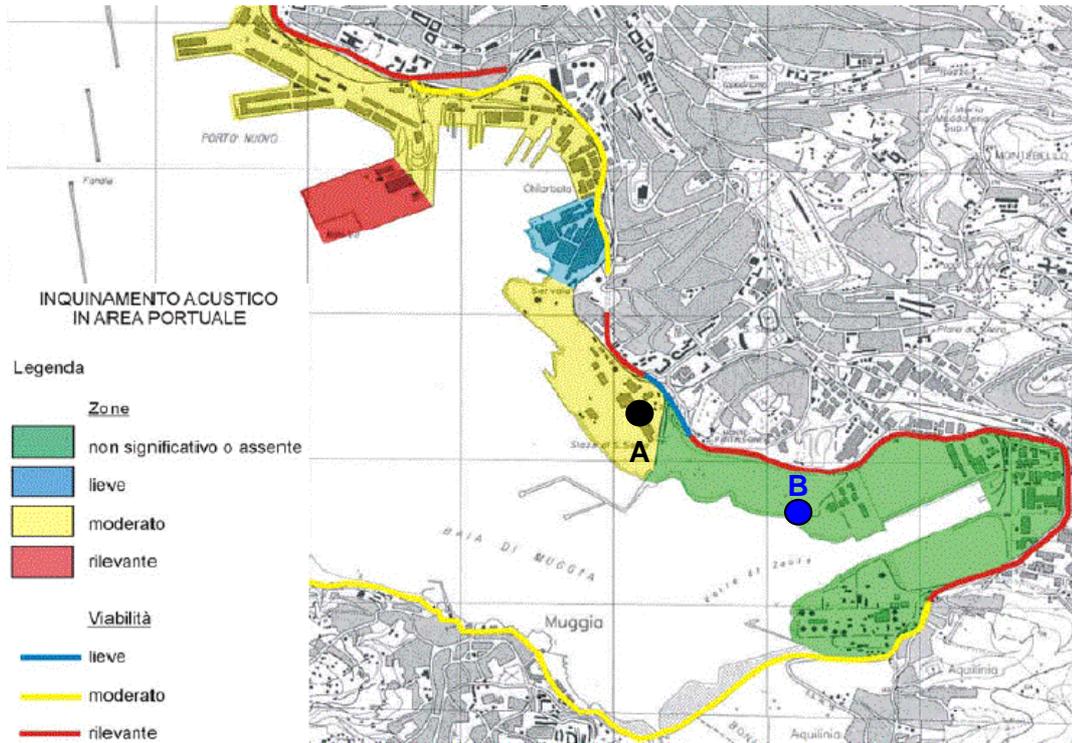


Fig. 1.6 – Stralcio dello studio dell’Autorità Portuale sull’impatto acustico in area portuale e i due siti proposti (Ferriera, punto A in nero ed ex-discarica Via Errera, punto B in blu).



Fig. 1.7 – Ripresa fotografica aerea dell’area ex-Esso e della ex-discarica di via Errera.

CCGT 400 MWe NEL PORTO INDUSTRIALE DI TRIESTE
ANALISI DELLE ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E DI LOCALIZZAZIONE

Documento no.:	Foglio	Rev.:	Documento Cliente no :
08110-HSE-R-0-322	11 di 23	00	

1.3.5 Inquinamento ambientale dei terreni e delle acque di falda

Pur essendo, come detto, entrambi i siti interessati dalla obbligatorietà di una propedeutica attività di bonifica/trattamento ambientale dei terreni e delle acque di falda, in quanto inseriti nell'ambito del SIN di Trieste (vedi § 7.2), sussiste per essi una sensibile differenza.

Da un esame preliminare dei risultati della caratterizzazione ambientale effettuata nelle aree di interesse della Ferriera e dell'area ex-Esso, infatti, è possibile affermare che in entrambi i casi si registra un notevole livello di inquinamento ambientale, significativamente maggiore nel caso dell'area ex-Esso, a causa dell'utilizzo della stessa anche come "discarica" per inerti oltre che come luogo di sversamento del materiale di risulta dell'ex-raffineria Esso e degli impianti di incenerimento comunali.

1.4 Conclusioni

A fronte delle sopramenzionate considerazioni, entrambe le aree appaiono idonee ad ospitare l'impianto in progetto.

Il sito ubicato nell'area ex-discarica di Via Errera offre tuttavia la possibilità di importanti sinergie operative che possono essere interpretate come un possibile "valore aggiunto" sotto il profilo della mitigazione dell'impatto ambientale (sezione di raffreddamento con riutilizzo dell'acqua di mare "raffreddata").

L'orientamento programmatico e il naturale accorpamento di attività industriali, per loro natura sinergiche e complementari (rigassificazione+generazione termoelettrica), rende logicamente preferibile, ancora, la scelta di ubicazione dell'impianto nell'area di Zaule.

A conferma di tale propensione va aggiunta, poi, la non trascurabile evidenza relativa al metanodotto di allacciamento alla rete, la cui entità, nel caso di ubicazione sopra citato, sarebbe del tutto trascurabile in termini di lunghezza.

L'ipotesi di ubicazione alternativa della centrale a ciclo combinato nell'ambito dell'area ex-Esso, sembra, quindi, offrire migliori caratteristiche di coerenza con gli sviluppi attesi per il quadro infrastrutturale di sviluppo locale e margini più ampi di tolleranza del contesto territoriale ai fattori chiave di impatto ambientale normalmente interessati da un'opera come quella in oggetto, e per tale motivo è stata prescelta come area di progetto.

CCGT 400 MWe NEL PORTO INDUSTRIALE DI TRIESTE
ANALISI DELLE ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E DI LOCALIZZAZIONE

Documento no.: 08110-HSE-R-0-322	Foglio 12 di 23	Rev.: 00	Documento Cliente no :
-------------------------------------	--------------------	-------------	------------------------

2 VALUTAZIONE E SCELTA DELLE PRINCIPALI ALTERNATIVE TECNOLOGICHE

L'utilizzo del gas naturale come combustibile, reso disponibile anche grazie alla estensione della rete nazionale di trasporto e al nuovo punto di entrata del sistema nazionale, permette di realizzare una centrale termoelettrica con impatto sull'ambiente limitato rispetto a 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, rappresentando lo standard costruttivo di riferimento per opere come quella in progetto.

Analogamente la realizzazione del collegamento alla rete nazionale di trasmissione dell'energia elettrica con la tecnologia del cavo interrato, si configura quale scelta nodale per la minimizzazione dell'impatto ambientale dell'opera nel suo complesso.

2.1 L'impianto di produzione di energia elettrica

2.1.1 *La tecnologia del ciclo combinato*

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) in cascata al precedente. Nel ciclo combinato l'energia contenuta nel combustibile viene utilizzata per produrre i gas caldi (oltre 1.200°C) che azionano la turbina a gas. All'uscita della turbina a gas i fumi sono ancora caldi (573°C) e contengono una notevole quantità di energia. Detti fumi sono inviati in una caldaia a recupero nella quale trasferiscono al vapore (anziché all'ambiente) un'altra porzione dell'energia del combustibile. La rimanente energia, contenuta nei fumi (95°C), viene immessa nell'ambiente.

Della frazione di energia conferita al vapore una porzione contribuisce alla generazione di energia attraverso la turbina a vapore, la restante viene restituita all'ambiente attraverso il condensatore.

La migliore efficienza pone il ciclo combinato in posizione di vantaggio rispetto al ciclo a vapore convenzionale, sia per la maggiore quantità di energia trasformata in energia elettrica, sia per la minore quantità di calore proveniente dalla frazione di energia del combustibile non utilizzata.

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 a un confronto con le principali alternative attualmente disponibili.

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

Rispetto alle centrali convenzionali di produzione di energia elettrica il ciclo combinato presenta:

Impatto ambientale limitato

Gli impianti a ciclo combinato possono soddisfare facilmente i requisiti ambientali di tutti i Paesi europei. Le centrali a ciclo combinato 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 e i fumi escono dal camino a grande velocità per cui l'area di diffusione del flusso gassoso è molto vasta, prima della ricaduta al suolo. La frazione dell'energia primaria contenuta nel

CCGT 400 MWe NEL PORTO INDUSTRIALE DI TRIESTE
ANALISI DELLE ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E DI LOCALIZZAZIONE

Documento no.:	Foglio	Rev.:						Documento Cliente no.:
08110-HSE-R-0-322	13 di 23	00						

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 poiché il rendimento più alto del ciclo combinato consente di disperdere in ambiente una minore quantità di calore.

Migliori prestazioni

Il ciclo combinato, come illustrato precedentemente, presenta i valori di rendimento più elevato tra le tipologie di generazione concorrenti.

Di seguito sono riportati i rendimenti tipici di una centrale a ciclo combinato raffrontati con quelli di centrali di potenza simile a quella in progetto (300-600 MW).

- Ciclo Combinato: 52-58%
- Centrale a vapore alimentata a gas: 33-39%
- Centrale a vapore alimentata a carbone: 38-42%

Il ciclo combinato inoltre non esclude in linea di principio la possibilità della cogenerazione potendosi comunque spillare vapore a media e/o bassa pressione o utilizzando una turbina a contropressione per produrre calore per una eventuale rete calore.

Vantaggi operativi

I vantaggi operativi possono essere così riassunti:

- struttura del processo di produzione più semplice e con minori apparecchiature rispetto a un impianto a vapore tradizionale;
- avviamento veloce: i cicli combinati possono raggiungere il pieno carico da condizioni definite "hot" nel giro di 60 minuti al massimo e da condizioni di partenza a freddo in un tempo inferiore alle tre ore;
- consumo limitato di acqua rispetto a un impianto classico a vapore di uguale potenza;
- contenuti costi di manutenzione.

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 e alla possibile standardizzazione dei componenti principali dell'impianto.

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

- Ciclo Combinato: 2-3 anni
- Centrale a vapore alimentata a gas: 3-5 anni
- Centrale a vapore alimentata a carbone: 4-6 anni

Il ridotto tempo di costruzione dell'impianto comporta, ovviamente, numerosi vantaggi. Tra questi è importante evidenziare la possibilità di minimizzare gli oneri dovuti a 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 la messa in attività della centrale a ciclo combinato).

Minori costi di investimento e gestione

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 da 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, come si evince dal seguente elenco comparativo in cui si riporta il costo d'investimento in numeri indice:

CCGT 400 MWe NEL PORTO INDUSTRIALE DI TRIESTE
ANALISI DELLE ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E DI LOCALIZZAZIONE

Documento no.:	Foglio	Rev.:						Documento Cliente no.:
08110-HSE-R-0-322	14 di 23	00						

- Ciclo combinato: 100
- Centrale a vapore a gas: 120
- Centrale a vapore a carbone: 200

Anche il costo di manutenzione è comparativamente ridotto.

Il ridotto costo di investimento e di manutenzione per kWh prodotto consente di ridurre il prezzo di vendita dell'energia elettrica, con vantaggi sia in termini generali per il Paese, sia specifici per la zona di insediamento industriale ove l'impianto è ubicato.

2.1.2 Sistema di raffreddamento: il condensatore ad acqua di mare

Rispetto ai metodi per lo smaltimento del calore di condensazione del vapore vi sono essenzialmente due possibilità; la prima è di utilizzare l'acqua come mezzo di raffreddamento (acqua di pozzo, acqua superficiale – mare, lago o fiume – in circuito aperto o in circuito chiuso tramite torri di raffreddamento ad umido) oppure l'aria mediante l'utilizzo di aerocondensatori.

L'utilizzo dell'acqua porta ai seguenti vantaggi/svantaggi:

- aumento dell'efficienza del recupero energetico;
- produzione di vapore acqueo (pennacchio) nel caso di utilizzo di torri di raffreddamento, che in caso di temperature al suolo molto basse possono creare effetti di produzione di *verglas* sulle strade;
- consumo di acqua;
- manutenzione impegnativa.

Il raffreddamento con aria porta i seguenti vantaggi/svantaggi:

- assenza di pennacchio;
- manutenzione ridotta;
- sensibile aumento della rumorosità;
- rendimento di produzione elettrica inferiore a motivo del livello superiore della temperatura della condensa, che comporta un aumento della pressione di scarico della turbina a vapore.

Nel caso della centrale in progetto l'opportunità offerta dalla specifica localizzazione, in prossimità di un impianto GNL che raffredda una portata di acqua di mare pari a 32.000 m³/h dopo averla opportunamente trattata con un processo di elettroclorazione, ha reso logica, nonché di particolare pregio per il progetto e per il contesto territoriale in cui esso si inserisce, la scelta di adottare la tecnologia di raffreddamento ad acqua di mare in ciclo aperto.

Infatti, a fronte di un sensibile aumento di efficienza dell'impianto, non sono presenti gli svantaggi normalmente legati a questo tipo di tecnologia, non prevedendosi torri evaporative né il consumo di nuove risorse idriche in senso stretto.

In tal senso i dati base di progetto per lo sviluppo del progetto hanno previsto la definizione di alcuni "punti chiave", nell'ottica della minimizzazione dell'impatto ambientale dell'opera, ovvero della massima economia nell'utilizzo delle risorse, e più in generale di una razionalizzazione delle infrastrutture da realizzare in ambito portuale:

- ri-utilizzo dell'acqua di mare, già trattata e raffreddata di circa 4°C, eventualmente resa disponibile dalla possibile presenza del terminale di rigassificazione, con la stessa portata massima prevista (32.000 m³/h);
- utilizzo delle infrastrutture di presa e scarico dell'acqua di mare già asservite a tale impianto, nella medesima configurazione da questo adottata e con le medesime caratteristiche dimensionali.

CCGT 400 MWe NEL PORTO INDUSTRIALE DI TRIESTE
ANALISI DELLE ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E DI LOCALIZZAZIONE

Documento no.:	Foglio	Rev.:						Documento Cliente no.:
08110-HSE-R-0-322	15 di 23	00						

Per il funzionamento della sezione di raffreddamento dell'impianto con acqua di mare, i calcoli di progetto, tenuto conto dei limiti imposti dalla normativa vigente, hanno identificato l'intervallo ottimale di variabilità del binomio portata/salto termico:

- a) Portata pari a 25.500 m³/h e salto termico pari a 8°C
- b) Portata pari a 34.000 m³/h e salto termico pari a 6°C

La configurazione di progetto della sezione di raffreddamento della centrale, ottenuta come differenza tra la massima portata eventualmente disponibile (32.000 m³/h) dall'impianto GNL e quella destinata da questo al termovalorizzatore (4.000 m³/h) si colloca, opportunamente, all'interno dell'intervallo indicato in precedenza e, pertanto, garantisce ampi margini di sicurezza operativa.

A tale proposito è utile sottolineare che il funzionamento della sola centrale termoelettrica, pur valutato nell'ambito delle analisi condotte nello SIA, rappresenta uno scenario conservativo poiché la configurazione di progetto prescelta, fondata sul possibile riutilizzo dell'acqua di mare del rigassificatore e delle infrastrutture di presa e scarico della stessa, è logicamente correlata alle possibili sinergie/compensazioni ambientali realizzabili mediante l'interconnessione dei diversi impianti produttivi, anche in ragione delle specifiche caratteristiche dei singoli processi produttivi (raffreddamento dell'acqua di processo per il rigassificatore e, viceversa, riscaldamento per la centrale termoelettrica).

A ciò va aggiunta la considerazione, non secondaria, del diverso profilo di funzionamento, che vedrebbe la centrale lavorare, in linea generale, un numero di ore all'anno sensibilmente inferiore a quello del terminale di rigassificazione (fino a 6.000 ore/anno contro un minimo di 7.500 ore/anno) e dunque in condizioni di generale disponibilità dell'acqua utilizzata dall'impianto GNL.

La condizione a regime, come già accennato in precedenza, è poi riferibile a uno scenario di interconnessione tra gli impianti nel quale si inserisce, per quanto noto dalla documentazione pubblicata nell'ambito della procedura di VIA del terminale di rigassificazione, anche il termovalorizzatore esistente gestito da AcegasAps (vedi **Fig. 2.1**) al quale, come detto, si ipotizza, cautelativamente ai fini del dimensionamento della sezione al condensatore, essere destinata una quota parte della portata di acqua di mare (4.000 m³/h) già utilizzata dal terminale, portata che subirebbe un salto termico di +8°C nella sezione di raffreddamento del termovalorizzatore oggi funzionante con acqua di acquedotto in ciclo chiuso con torri evaporative.

Lo scenario a regime, cioè con una piena interconnessione tra i circuiti di processo, nell'assunto che la restituzione del flusso di acqua di mare utilizzata sia realizzata a valle di un processo di mescolamento in apposite vasche e, dunque, in un'unica soluzione con portata pari, naturalmente, a quella massima prelevata (32.000 m³/h) e salto termico pari alla temperatura di mescolamento finale (+3,4°C) è indicativo del beneficio complessivo, in termini di impatto ambientale per il funzionamento dell'opera e del contesto territoriale in cui essa si inserisce, della scelta tecnologica effettuata.

2.1.3 La scelta della tipologia cogenerativa

L'impianto in progetto prevede la possibilità di lavorare in modalità cogenerativa, cioè con contestuale produzione di energia termica (sotto forma di vapore acqueo) e di energia elettrica, mediante il disaccoppiamento degli stadi di produzione dell'energia elettrica (impianto *multishaft*).

CCGT 400 MWe NEL PORTO INDUSTRIALE DI TRIESTE
ANALISI DELLE ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E DI LOCALIZZAZIONE

Documento no.: 08110-HSE-R-0-322	Foglio 16 di 23	Rev.: 00	Documento Cliente no.:
-------------------------------------	--------------------	-------------	------------------------

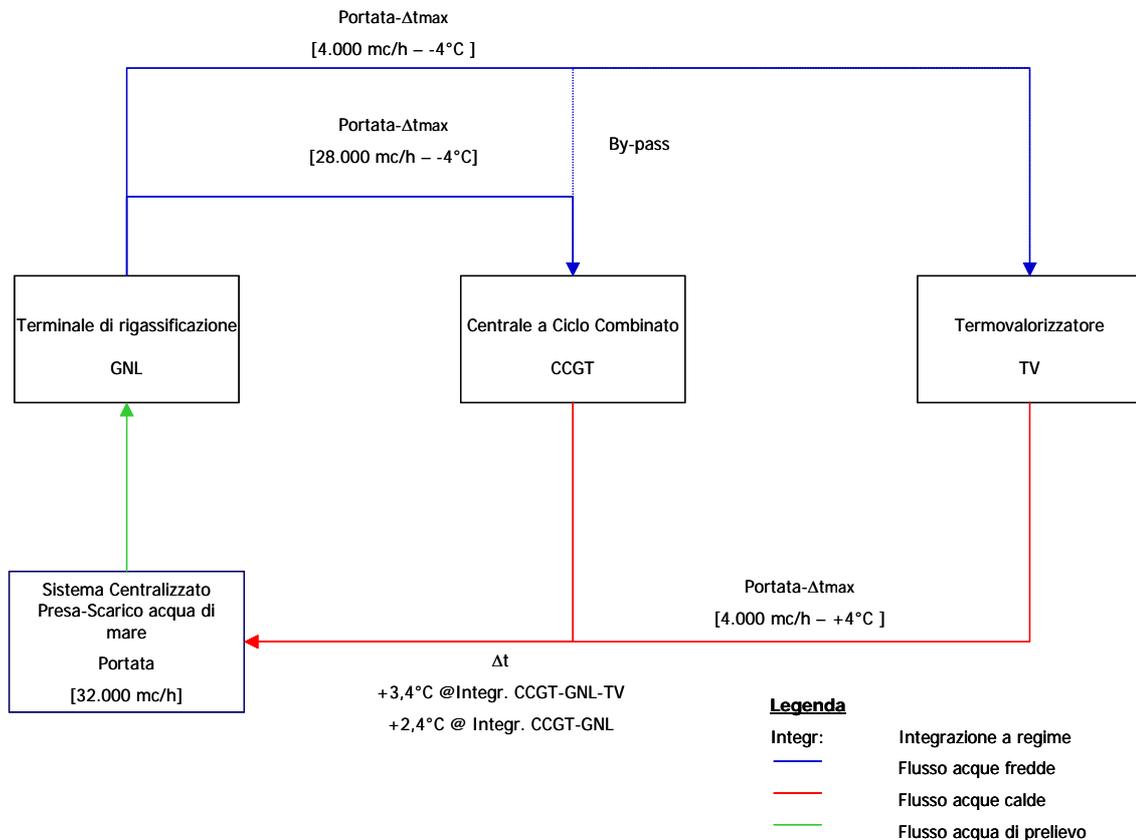


Fig. 2.1 – Schema indicativo della possibile interconnessione a regime tra i diversi impianti industriali (esistenti e attesi) nell’area del porto industriale di Trieste.

In un’area come quella triestina, dal clima certamente rigido nella stagione invernale, tale scelta tecnologica si ritiene possa offrire un ulteriore motivo di interesse e di vantaggio per la collettività.

In tal senso, l’opportunità offerta dalla sezione di raffreddamento ad acqua di mare, con un vuoto al condensatore più spinto rispetto al normale, ha consentito l’adozione di una tecnologia più performante (turbina a vapore con scarico verticale) rispetto allo standard di riferimento, con una potenzialità di cogenerazione di almeno 60 MWt.

2.1.4 Sistemi di riduzione e controllo delle emissioni: tecnologie di contenimento dell’emissione degli ossidi di azoto

Le emissioni gassose sono limitate agli ossidi di azoto (NO_x) e al monossido di carbonio (CO) generati nella camera di combustione della turbina a gas. Non sono presenti significative emissioni di zolfo (SO_2), particelle di incombusti e polveri. I sistemi adottati per la limitazione delle emissioni corrispondono alle migliori tecnologie disponibili.

Per ossidi di azoto, genericamente indicati come NO_x , si intendono il monossido (NO) e il biossido (NO_2) di azoto, generati dall’ossidazione di una parte dell’azoto presente nell’aria comburente (*thermal* NO_x) e di una frazione dell’azoto presente nel combustibile (*fuel-bound nitrogen*, FBN).

I fenomeni di formazione dei *thermal* NO_x , che costituiscono la maggior parte degli NO_x prodotti in turbina, sono noti come meccanismo di Zeldovich e consistono in una serie di reazioni chimiche la cui velocità aumenta esponenzialmente con la temperatura di fiamma e

CCGT 400 MWe NEL PORTO INDUSTRIALE DI TRIESTE
ANALISI DELLE ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E DI LOCALIZZAZIONE

Documento no.: 08110-HSE-R-0-322	Foglio 17 di 23	Rev.: 00	Documento Cliente no :
-------------------------------------	--------------------	-------------	------------------------

linearmente con il tempo di residenza della miscela aria-combustibile a una data temperatura.

Nel caso delle turbine a gas, i metodi adottati per contenere le emissioni di inquinanti in atmosfera sono:

- utilizzo di catalizzatori all'interno del generatore di vapore a recupero, che convertono gli ossidi di azoto ad azoto molecolare in presenza di una corrente di ammoniaca (SCR – *Selective Catalytic Reduction*);
- utilizzo di catalizzatori che trattengono gli ossidi di azoto tramite loro conversione in composti solidi, successivamente ridotti ad azoto molecolare in presenza di una corrente di idrogeno iniezione di acqua o di vapore nella camera di combustione del turbogas, con conseguente riduzione della temperatura massima raggiunta nel bruciatore;
- utilizzo di bruciatori DLN (*Dry Low NO_x*), che consente di ridurre i picchi di temperatura tramite premiscelazione dell'aria e del combustibile.

L'utilizzo di catalizzatori con ammoniaca e l'iniezione di acqua o vapore sono tecnologie utilizzate in numerosi impianti di combustione, ma ormai superate in impianti come quello in esame.

La tecnologia dei catalizzatori non facenti uso di ammoniaca (SCONOX e similari) è di recente nascita: le prime applicazioni commerciali risalgono infatti alla fine degli anni '90. Il vantaggio è quello di garantire la rimozione degli ossidi di azoto in assenza di altre emissioni inquinanti e in assenza di produzione di rifiuti solidi. Al momento la tecnologia è disponibile per impianti per la produzione elettrica a ciclo combinato con potenze sino a 50 MW.

Le principali case produttrici di turbogas hanno quindi sviluppato la metodologia DLN, oggi tecnologia di riferimento per questo tipo di impianti, che permette di ottenere ridotte concentrazioni di ossidi di azoto mediante una diversa progettazione del combustore e dunque senza necessità di apparecchiature, materiali e additivi accessori. Si tratta pertanto di una tecnologia del tutto preventiva e che limita le emissioni ancor prima della loro produzione.

2.2 L'opera di collegamento alla rete di trasmissione nazionale: il cavo interrato

Per quanto concerne l'opera di connessione alla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica, è stato scelto di realizzare un elettrodotto in cavo in quanto è noto che le linee interrate danno luogo a campi elettromagnetici di entità ridotta rispetto alle linee aeree, grazie all'effetto schermante del rivestimento del cavo e del terreno.

Come mostrato in **Fig. 2.2**, a parità di corrente in linea, il campo e.m. di un cavo interrato si riduce al valore di qualità pari a 3 μ T a una distanza notevolmente inferiore rispetto a quella della corrispondente linea aerea.

Inoltre l'utilizzo dei cavi interrati permette di avere notevoli vantaggi rispetto alla possibile soluzione con linea aerea in quanto:

- sono soggetti a basse perdite elettriche;
- sono compatibili con l'ambiente in quanto c'è una notevole riduzione di ingombro rispetto alla linea aerea e tutte le opere civili interessate sono interrate, quindi non si ha un impatto visivo sull'ambiente in cui sono inseriti;
- sono meno soggetti a interruzioni di corrente in quanto non sono influenzati dalle condizioni meteorologiche e non sono soggetti ai danni provocati dai temporali;
- rappresentano la soluzione migliore per aree densamente abitate e per aree che hanno un determinato valore storico, ecologico, paesaggistico;

CCGT 400 MWe NEL PORTO INDUSTRIALE DI TRIESTE
ANALISI DELLE ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E DI LOCALIZZAZIONE

Documento no.: 08110-HSE-R-0-322	Foglio 18 di 23	Rev.: 00	Documento Cliente no.:
-------------------------------------	--------------------	-------------	------------------------

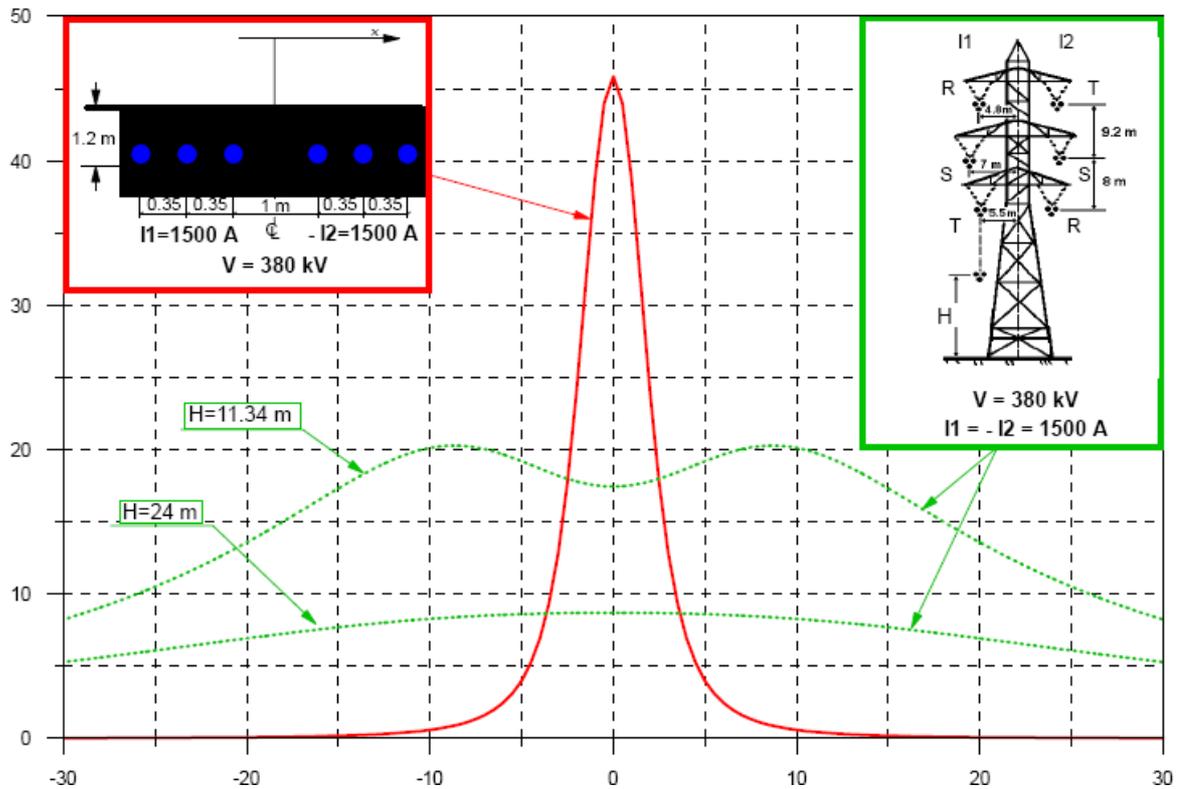


Fig. 2.2 – Confronto del campo magnetico al suolo prodotto da linea aerea e in cavo (Fonte: “Overview of the Potential for Undergrounding the Electricity Networks in Europe”, DG TREN/European Commission).

- presentano una bassissima probabilità di incidenti per contatto accidentale.

Di contro le linee in cavo interrato, quando si verificano le interruzioni di corrente (sebbene meno frequenti rispetto alle linee aeree), necessitano di un tempo tecnico per le riparazioni molto più lungo. Per questo, a titolo cautelativo, si preferisce installare 2 circuiti paralleli, ognuno con sufficiente capacità di trasportare l'energia del circuito per il tempo necessario alla riparazione del guasto.

Ad ogni modo a tale proposito, da studi effettuati per analizzare la frequenza di accadimento dei guasti sia per la linea aerea che per la linea in cavo, è emerso che la probabilità di guasto della linea in cavo è tre volte inferiore rispetto a quella della linea aerea mentre il tempo di “inattività” della linea in cavo per guasto è diciotto volte superiore, come si anticipava, rispetto a quello per la linea aerea. Il fatto che il “tempo di ritorno” dei guasti per la linea in cavo sia tre volte superiore a quello della linea aerea è un “valore aggiunto” della scelta effettuata.

CCGT 400 MWe NEL PORTO INDUSTRIALE DI TRIESTE										
ANALISI DELLE ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E DI LOCALIZZAZIONE										
Documento no.:	Foglio			Rev.:						Documento Cliente no :
08110-HSE-R-0-322	19	di	23	00						

3 ANALISI COSTI-BENEFICI

In risposta alla specifica richiesta è opportuno premettere che l'analisi costi-benefici non può e non deve essere limitata ai soli aspetti economici i quali, in realtà, rientrano nella prassi operativa dell'"analisi degli investimenti", attività tipica di un piano industriale mirata a valutare la specifica redditività di un progetto e dunque l'eventuale avvio/sviluppo dello stesso.

Quest'ultimo aspetto è stato evidentemente trattato nell'ambito del piano industriale del Gruppo Lucchini e sarà sinteticamente richiamato più avanti.

È altresì necessario premettere che il progetto della centrale a ciclo combinato rappresenta un elemento fondamentale e imprescindibile del piano di riconversione produttiva dello stabilimento siderurgico di Servola (Ferriera), così come peraltro riportato nel Protocollo di Intesa con gli Enti locali del 20 aprile 2009, e come tale deve essere valutato nel più ampio quadro di analisi costi-benefici legati a tale riconversione.

Nella valutazione dei costi e dei benefici legati al progetto della centrale è possibile fare riferimento a quanto già riportato, in forma certamente più dettagliata, nell'ambito dello SIA, ripilogandone gli aspetti salienti ed integrandone i contenuti laddove ritenuto opportuno.

Con il termine "costo" connesso con la realizzazione di un impianto come quello in progetto, si intende generalmente il peggioramento della qualità ambientale, nell'accezione più ampia del termine, indotto nel contesto territoriale ove l'impianto è previsto essere ubicato.

In virtù della collocazione prescelta, interna al porto industriale di Trieste, nel caso in questione è possibile rappresentare schematicamente il "costo", sopra definito, attraverso l'analisi dei fattori ambientali, e/o di utilizzo delle risorse, interessati dalla realizzazione e dall'esercizio dell'impianto, come di seguito riportato:

- utilizzo del suolo
- utilizzo di risorse idriche
- inquinamento dell'aria
- impatto sul paesaggio
- impatto socio-economico

Il "rumore", altro fattore significativo per la valutazione della qualità ambientale, non offre spunti di rilievo in virtù delle stringenti limitazioni vigenti dal punto di vista acustico per l'area di interesse, limitazioni che hanno imposto, in fase di progettazione, specifiche soluzioni per limitare la propagazione delle emissioni sonore al solo perimetro dell'impianto.

3.1 Utilizzo del suolo

L'area di progetto è inserita nel perimetro del Sito di Interesse Nazionale (SIN) di Trieste, in una zona fortemente inquinata da attività antropiche pregresse (ex-discarda di inerti e di reflui di raffineria); per tale motivo la realizzazione dell'impianto dovrà essere necessariamente preceduta dalle attività di messa in sicurezza e trattamento dei suoli e dei sedimenti marini, previste dalla normativa vigente e definite nell'ambito della apposita Conferenza dei Servizi (CdS) presieduta dal MATTM.

In forza di ciò il progetto è classificabile certamente come *brownfield* ovvero concettualmente fondato sul riutilizzo di un'area industriale, che quindi già in relazione ai soli criteri di ubicazione applica una filosofia di minimizzazione dell'impatto sul territorio se non addirittura di miglioramento della qualità ambientale, qualificando come "benefico" l'impatto del progetto per il fattore ambientale in esame.

In tal senso, il progetto della centrale a ciclo combinato stima un investimento netto di circa 15 milioni di euro per le attività legate al trattamento ambientale dell'area: in assenza di un simile intervento progettuale, l'onere di tale ripristino resterebbe in capo all'attuale

CCGT 400 MWe NEL PORTO INDUSTRIALE DI TRIESTE
ANALISI DELLE ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E DI LOCALIZZAZIONE

Documento no.:	Foglio	Rev.:						Documento Cliente no :
08110-HSE-R-0-322	20 di 23	00						

concessionario dei suoli (Comune di Trieste), con modi e tempi attuativi da definirsi nell'ambito della CdS del SIN di Trieste.

3.2 Utilizzo delle risorse idriche

La localizzazione dell'impianto in ambito costiero, unitamente ad altri vincoli progettuali (ad es. disponibilità di spazio adeguato, limitazione acustica, etc.) ha reso preferibile, se non logica, la scelta progettuale di un sistema di raffreddamento ad acqua di mare.

Tale orientamento è stato ulteriormente rafforzato dalla possibile presenza di un impianto di rigassificazione del Gas Naturale Liquefatto (GNL) nelle immediate vicinanze, la cui interconnessione con il sistema di raffreddamento della Centrale, offrirebbe la possibilità di riutilizzare l'acqua di mare del processo di vaporizzazione del GNL, bilanciandone pressochè completamente il salto termico e minimizzandone di conseguenza il relativo impatto sull'ambiente idrico.

Gli aspetti connessi con l'utilizzo dell'acqua di mare sono stati oggetto di un apposito studio svolto dall'Università degli Studi di Trieste (Dipartimento di Ingegneria Civile ed Ambientale) che ha messo in particolare risalto i notevoli benefici di una eventuale integrazione tra i due impianti.

A ciò va aggiunto che per lo specifico processo produttivo, allo stato attuale, lo stabilimento siderurgico presenta l'immissione nell'ambiente marino, di diverse specie inquinanti, tra cui ad esempio, stando ai dati di monitoraggio INES per l'anno 2006:

- Cadmio e composti
- Piombo e composti
- Zinco e composti
- IPA
- Carbonio organico totale

In un quadro di bilancio ambientale complessivo, così come si vedrà nel § 3.3 per l'inquinamento atmosferico, vanno annoverate anche le specie inquinanti immesse nell'ambiente marino "indirettamente", cioè attraverso lo scarico della esistente Centrale di cogenerazione oggi parzialmente alimentata con gas siderurgici e che, nell'ipotesi di riconversione produttiva richiamata in premessa, non sarebbero più presenti; sempre con riferimento ai dati INES, 2006 tali specie sono di seguito elencate:

- Cadmio e composti
- Piombo e composti
- Zinco e composti
- Rame e composti
- Mercurio e composti
- Cromo e composti
- Nichel e composti
- BTEX
- Fenoli
- Carbonio organico totale
- Cloruri

Anche in tal caso dunque il concetto di "costo" verrebbe a modificarsi, traducendosi di fatto in un miglioramento ambientale e dunque in un "beneficio", la cui quantificazione non è direttamente stimabile in termini economici, ma intuitivamente evidente dal punto di vista qualitativo e quantitativo.

CCGT 400 MWe NEL PORTO INDUSTRIALE DI TRIESTE
ANALISI DELLE ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E DI LOCALIZZAZIONE

Documento no.:	Foglio	Rev.:	Documento Cliente no :
08110-HSE-R-0-322	21 di 23	00	

3.3 Inquinamento dell'aria

In ragione del processo produttivo, costituito essenzialmente da una combustione, l'inquinamento atmosferico costituisce di certo l'aspetto ambientale più significativo per una centrale termoelettrica. Tuttavia, come già ampiamente evidenziato nell'ambito della documentazione progettuale, la particolare tecnologia prescelta (ciclo combinato ad alto rendimento) e il tipo di combustibile (metano), rappresentano scelte di riferimento per la minimizzazione dell'impatto ambientale, in particolare sul comparto atmosferico, nel caso di produzione di energia elettrica da fonti convenzionali.

Richiamando quanto riportato a proposito degli altri punti di integrazione e approfondimento, il progetto della Centrale a ciclo combinato nel porto industriale di Trieste proposto da Lucchini Energia, rappresenta, e talvolta supera per prestazioni, in ognuna delle sezioni di impianto una BAT (*Best Available Technique*) ovvero il miglior riferimento tecnologico di settore oggi disponibile e riconosciuto tale dalla Commissione Europea.

La combustione con bruciatori del tipo DLN (Dry Low NO_x), alla cui tipologia appartiene il sistema VeLoNO_xTM (Very Low NO_xTM) sviluppato da Ansaldo Energia, è riconosciuto come BAT a livello europeo per i nuovi impianti di generazione di grande taglia come quello proposto, garantendo le migliori prestazioni possibili in termini di emissioni atmosferiche.

Si è avuto modo altrove di commentare la stima qualitativa e quantitativa delle emissioni in atmosfera relativa all'esercizio dell'impianto, ribadendo l'approccio significativamente cautelativo adottato nello SIA basato sui "valori massimi garantiti" e non su quelli "medi attesi": nell'ottica di un bilancio ambientale complessivo che tenga conto della programmata dismissione dello stabilimento siderurgico i risultati dello studio specifico condotto dal Dipartimento di Ingegneria Civile ed Ambientale dell'Università di Trieste (**Allegato 7** della documentazione integrativa prodotta) ed i bilanci annuali delle emissioni già oggetto di apposita integrazione (vedi § 12 della documentazione integrativa prodotta), rappresentano in modo sintetico ed evidente i benefici in tal senso riscontrabili.

In conclusione appare evidente, tenuto conto del contesto complessivo in cui la nuova centrale a ciclo combinato è destinata a inserirsi, come anche per il comparto atmosferico il presunto "costo" si traduca in un significativo "beneficio" ambientale per il territorio circostante.

3.4 Impatto sul paesaggio

L'impatto paesaggistico dell'impianto, essendo legato alla presenza stessa dell'opera, rappresenta qualcosa di non del tutto eliminabile, come per ogni altra nuova infrastruttura da realizzare.

Tuttavia dalla relazione paesaggistica e dalle integrazioni sul tema riportate, emerge come la particolare collocazione e le misure mitigative dell'impatto visivo descritte nello SIA, riducano notevolmente la percettibilità dell'opera dai punti di vista più significativi dell'area urbana di Trieste.

In tal senso il fattore impatto sul paesaggio può rappresentare senz'altro un "costo", ma di ordine non significativo in ragione della specifica ubicazione e della destinazione dell'area di interesse, comunque interessata da uno sviluppo produttivo attuale e prospettico. Riportandosi poi in un'ottica di bilancio complessivo è evidente che la realizzazione di un'opera compatta e regolare nelle forme e di ingombro relativamente contenuto (superficie interessata pari a 3 ha) troverebbe un immediato bilanciamento nella possibile riconversione di quella esistente rappresentata dallo stabilimento siderurgico la cui estensione (circa 20 ha per la sola area di proprietà) e la cui ubicazione (a ridosso della area urbana) rappresentano elementi intuitivi di valutazione positiva per l'intervento in questione.

CCGT 400 MWe NEL PORTO INDUSTRIALE DI TRIESTE
ANALISI DELLE ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E DI LOCALIZZAZIONE

Documento no.:	Foglio	Rev.:	Documento Cliente no :
08110-HSE-R-0-322	22 di 23	00	

3.5 Impatto socio-economico

Entrare nel merito dell'impatto socio-economico è sempre piuttosto difficoltoso, essendo tale aspetto fortemente influenzato da numerose variabili non sempre di facile definizione.

Ancor più difficoltoso, allo stato attuale, risulterebbe valutare tale aspetto nell'ambito del programma complessivo di riconversione produttiva dello stabilimento siderurgico le cui problematiche di carattere ambientale sono tuttora in fase di discussione presso le istituzioni competenti. Limitandosi alla sola Centrale a ciclo combinato, la fase di maggior interesse per la valutazione dell'impatto socio-economico appare senz'altro quella realizzativa: infatti nell'arco temporale di circa 30 mesi troverebbe collocazione una media di circa 200 unità lavorative con una spesa complessiva stimata in circa 300 milioni di euro, di cui almeno 100 relativi a opere non specialistiche e dunque, in linea di principio, a ricaduta locale. In tale periodo di costruzione l'aumento del traffico veicolare si stima essere trascurabile e di facile gestione, in virtù della collocazione dell'opera nella zona industriale, fuori dunque dal tessuto urbano e in prossimità del principale asse viario cittadino (Grande Viabilità Triestina) e del raccordo autostradale. La posizione della Centrale in ambito costiero, consentirà poi di ottimizzare tale aspetto potendo usufruire anche della possibilità di trasporto dei materiali di scavo/riempimento via mare, riducendo così ulteriormente l'impatto del traffico su gomma. A regime poi l'impianto potrà garantire l'impiego diretto di circa 30-40 unità e un impiego indiretto stimato di circa 90 unità nell'indotto relativo ai servizi terziarizzati.

Nel computo dei benefici economici per il territorio è opportuno annoverare anche il contributo previsto dalla legislazione vigente (L. 239/2004) secondo la quale deve essere corrisposto alla regione sede degli impianti, a titolo di contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio e per l'impatto logistico dei cantieri, un importo pari a 0,20 euro per ogni MWh di energia elettrica prodotta, limitatamente ai primi sette anni di esercizio degli impianti.

Nelle ipotesi di funzionamento annuo pari a circa 4.000-6.000 h/a alla potenza massima nominale, ciò si tradurrebbe in un contributo pari a 0,3-0,5 milioni di euro/anno. Tale contributo complessivo dovrà essere suddiviso, secondo i criteri illustrati dalla legge, tra il Comune di Trieste, per non meno del 50%, i Comuni contermini e la Provincia.

Infine è opportuno richiamare quanto previsto dal Protocollo di Intesa con gli Enti locali del 20 aprile 2009, in merito a:

- garanzia delle ricadute fiscali di competenza a livello locale (ovvero sede della Società di gestione dell'impianto a Trieste);
- supporto economico-operativo per l'istituzione di un Osservatorio Ambientale presso la Provincia di Trieste, per la valutazione dello stato ambientale del comprensorio industriale interessato dal nuovo insediamento produttivo, delle ricadute sullo stato di salute e qualità della vita sul territorio e della situazione occupazionale, così da pervenire alla riallocazione delle risorse umane favorendo le indispensabili attività formative;
- eventuale partecipazione diretta ai benefici economici dell'iniziativa da parte del territorio attraverso la partecipazione all'assetto societario della AcegasAps, società del settore energetico controllata del Comune di Trieste.

In relazione a tale ultimo punto è utile sottolineare che la gestione della nuova centrale termoelettrica, in virtù delle significative caratteristiche di redditività del settore energetico, rappresenta un elemento portante della strategia di riconversione produttiva dello stabilimento siderurgico, la cui programmata dismissione richiederà un'ingente quantità di risorse finanziarie solo in minima parte recuperabili, in linea di principio e nel lungo periodo, dalle iniziative già annunciate dal Gruppo Lucchini nel settore della Logistica.

CCGT 400 MWe NEL PORTO INDUSTRIALE DI TRIESTE
ANALISI DELLE ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E DI LOCALIZZAZIONE

Documento no.:	Foglio	Rev.:						Documento Cliente no :
08110-HSE-R-0-322	23 di 23	00						

3.6 Conclusioni

La valutazione costi-benefici non può prescindere dal contesto in cui la nuova Centrale a ciclo combinato va a inserirsi, cioè nell'ambito della programmata riconversione produttiva dello stabilimento siderurgico di Servola, in relazione alla quale è stato siglato un Protocollo di intesa con gli Enti locali in data 20 aprile 2009. In quest'ottica l'analisi dei "costi" ovvero, nell'accezione più ampia del termine, dei riflessi sulla qualità della vita a livello territoriale, ha palesemente mostrato il potenziale miglioramento derivante dalla suddetta riconversione in ragione della trascurabilità degli impatti del nuovo impianto, molti dei quali mitigati/ridotti già in fase di scelta tecnologica e/o progettuale, e della situazione attuale, che vede nello stabilimento siderurgico e nel suo esercizio uno dei nodi più significativi per il comparto ambientale di Trieste.