



EniPower

Stabilimento di Taranto

Studio di Impatto Ambientale

**Centrale a Ciclo Combinato
da 240 MW_e**

**Risposte alle osservazioni preliminari
della Provincia di Taranto**



Marzo 2008

Snamprogetti

INDICE

	Premessa	3
1.	Capacità complessiva della Centrale	4
2.	Alimentazione dei turbogas	6
3.	Produzione di energia elettrica	8
4.	Emissioni	11
5.	Analisi di rischio	12
6.	Polveri sottili	14
7.	Analisi di rischio per i terreni	16
8.	Suolo e falde acquifere	17
9.	Emissioni di CO₂: coerenza con il P.E.A.R.	19
10.	Effetti dei campi elettromagnetici	24

PREMESSA

Il presente documento è stato redatto in risposta alle osservazioni preliminari, qui riportate, presentate dall'Assessorato all'Ambiente della Provincia di Taranto alla Conferenza dei Servizi presso il Ministero dello Sviluppo Economico il 3 maggio 2007.

1. La Centrale a ciclo combinato proposta da 240 MWe è in sostituzione di parte della vecchia Centrale, ci fa rilevare che saremo di fronte ad una capacità complessiva di 240+39 (esistente).
2. Nella richiesta al Ministero si legge che la nuova Centrale sarà alimentata interamente a GN, mentre negli allegati del progetto di massima (punto C3) si legge che sarà alimentata per 1/3 anche a gas di raffineria.
La domanda: è vero che la nuova centrale verrà alimentata solo a gas naturale anche nei casi di manutenzione ipotizzata nei vari scenari?
Il depotenziamento della vecchia centrale sembrerebbe ipotizzare il non bruciare in caldaia parte dei gas di raffineria che, con l'incremento produttivo della stessa, dovrebbero essere prodotti in maggiore quantità.
3. Produzione elettrica: si passa da una produzione di 460 GWh/anno a circa 2200 GWh/anno. Dai dati sembra che tutta la maggior produzione a seguito dell'investimento è per il mercato esterno (rete nazionale). Ai 2200 GWh/anno va aggiunta l'energia equivalente al vapore esportato.
4. Emissioni: l'Autorizzazione Integrata Ambientale definirà per gli impianti esistenti il concetto di bolla emissiva, ovvero lo studio della sovrapposizione di tutti gli inquinanti (quelli già presenti sul territorio) ai fini del concetto di "qualità dell'aria"; è stato fatto uno studio per definire come impatteranno gli inquinanti della nuova centrale con tutte le altre fonti di emissione comprese quelle attuali della raffineria come previsto dall'articolo 7 comma 4 del Decreto legislativo 59/2005?
5. Ai fini della 334 (impianti a rischio di incidente rilevante) come impatta la maggiore presenza di gas naturale con tutti i fluidi in gioco in riferimento ai maggiori quantitativi di combustibile da utilizzare?
6. Non vi è evidenza di studi sulle polveri sottili (es. PM 2,5), che sarebbe opportuno svolgere preliminarmente.
7. Il sito rientra nell'ambito del sito di interesse nazionale di Taranto. E' stata predisposta l'analisi di rischio?
8. Quali accorgimenti sono stati previsti sia per il suolo che per le falde acquifere?
9. Quali impatti si avranno nelle emissioni (dovrebbero quasi raddoppiare nelle quantità assolute), a partire dalla CO₂, e quale coerenza con il protocollo di Kyoto e con il P.E.A.R.?
10. Quali gli effetti dei campi elettromagnetici? (effetto corona – radiofrequenze), sarebbe necessario uno studio che sovrapponesse quelli generati dalle nuove linee elettriche e la nuova sottostazione con le linee Ilva per valutare gli effetti congiunti.

1. Capacità complessiva della Centrale

La Centrale a ciclo combinato proposta da 240 MWe è in sostituzione di parte della vecchia Centrale, ci fa rilevare che saremo di fronte ad una capacità complessiva di 240+39 (esistente).

Nell'assetto attuale, la Centrale Termoelettrica EniPower ha una potenza installata pari a circa 77 MW_e, essendo costituita da quattro caldaie (tre tradizionali olio/gas di raffineria e una a recupero), un turbogas da 39 MW_e e da quattro turbine a vapore, tre delle quali a condensazione/estrazione da 10 MW_e e una a contropressione da 8 MW_e. Il piano di intervento prevede la sostituzione degli impianti più obsoleti della CENTRALE con un Ciclo Combinato da 240 MW_e che utilizza due turbine a gas di ultima generazione, ognuna da 75 MW_e e una turbina a vapore da 90 MW_e. Con il vapore prodotto dalle nuove caldaie a recupero sarà possibile la dismissione di due caldaie e una turbina a vapore della centrale esistente. Nel complesso, quindi, la Centrale EniPower nella configurazione futura sarà composta da: il nuovo Ciclo Combinato da 240 MW_e, il Turbogas esistente da 39 MW_e, e tre Turbine a vapore esistenti (due da 10 MW_e e una da 8 MW_e) per una potenza totale installata di circa 307 MW_e.

Le tre turbine a vapore esistenti sono mantenute in servizio al fine di fornire flessibilità ed efficienza nella produzione di vapore tecnologico destinato allo Stabilimento, necessario a tre diversi livelli di pressione (alta, media e bassa pressione).

Il progetto del nuovo impianto a ciclo combinato cogenerativo assicura la massima affidabilità di esercizio e di sicurezza della raffineria. In particolare, per quanto riguarda la scelta della taglia, il progetto del nuovo impianto a ciclo combinato è dimensionato strettamente sulla base del fabbisogno termico di Raffineria.

Infatti:

- il fabbisogno di energia termica del sito produttivo, nelle condizioni di massima richiesta di vapore, è confrontabile con l'energia termica prodotta da entrambe le unità turbogas in marcia, a riprova della scelta minima della taglia della potenza della centrale termoelettrica;
- nelle condizioni di normale richiesta del vapore è possibile disporre di energia termica immediatamente disponibile anche al verificarsi di fuori servizio accidentale di un turbogas, garantendo la continuità di funzionamento degli impianti.

Le configurazioni dei turbogeneratori presente e futura, sono riassunte nelle seguenti tabelle:

Configurazione attuale:

Tipologia	Sigla	Anno avviamento	Potenza nominale (MW _e)
Turbina a vapore	P7515A/B/C	1966	10 x 3
Turbina a vapore	P7515D	1986	8
Turbina a gas	TG7501-G5	1993	39
<i>Potenza totale installata</i>			<i>77</i>

Configurazione futura:

Tipologia	Sigla	Anno avviamento	Potenza nominale (MW _e)
Turbine a vapore	P7515A/B	1966	10 x 2
Turbina a vapore	P7515D	1986	8
Turbina a gas	TG7501-G5	1993	39
Turbine a gas nuovo CCGT	CCGT1/CCGT2	-	75 x 2
Turbina a vapore nuovo CCGT		-	90
<i>Potenza totale installata</i>			<i>307</i>

La configurazione futura riportata in tabella non è rappresentativa dell'assetto di produzione di normale esercizio della centrale.

Nella tabella seguente è riportata un'ipotesi di assetto di esercizio della Centrale (con il nuovo Ciclo Combinato al massimo carico in assetto cogenerativo) in base alle previsioni dei fabbisogni dello Stabilimento dopo l'incremento della capacità di raffinazione.

Configurazione futura: ipotesi di assetto di esercizio della CENTRALE

Tipologia	Sigla	Anno avviamento	Potenza erogata (MW _e)
Turbine a vapore	P7515A/B	1966	-
Turbina a vapore	P7515D	1986	8
Turbina a gas	TG7501-G5	1993	39
Turbine a gas nuovo CCGT	CCGT1/CCGT2	-	75 x 2
Turbina a vapore nuovo CCGT		-	51
<i>Potenza elettrica totale erogata</i>			<i>248</i>

2. Alimentazione dei turbogas

Nella richiesta al Ministero si legge che la nuova Centrale sarà alimentata interamente a GN, mentre negli allegati del progetto di massima (punto C3) si legge che sarà alimentata per 1/3 anche a gas di raffineria.

La domanda: è vero che la nuova centrale verrà alimentata solo a gas naturale anche nei casi di manutenzione ipotizzata nei vari scenari?

Il depotenziamento della vecchia centrale sembrerebbe ipotizzare il non bruciare in caldaia parte dei gas di raffineria che, con l'incremento produttivo della stessa, dovrebbero essere prodotti in maggiore quantità.

La Centrale EniPower, nella configurazione futura, continuerà a bruciare lo stesso quantitativo di fuel gas attuale, indipendentemente dai quantitativi di fuel gas prodotti dalla Raffineria. In condizioni operative di normale funzionamento il fuel gas continuerà infatti ad alimentare il Turbogas esistente da 39 MW_e (TG7501-G5).

Nel caso di fermata del TG7501-G5 il fuel gas potrà essere utilizzato dalla caldaia F7502, normalmente spenta perché tenuta come riserva fredda, che verrà messa in funzione solo nel caso di fermata per manutenzione di una turbina a gas, come illustrato nei diversi scenari di manutenzione descritti nella seguente tabella:

SCENARIO	GRUPPI IN FUNZIONE	Alimentazione
Scenario di normale funzionamento futuro	CCGT1 CCGT2 TG7501-G5	Gas naturale Gas naturale Fuel gas (*)
Scenario di Manutenzione 1 (fermata TG7501-G5)	CCGT1 CCGT2 F7502	Gas naturale Gas naturale Fuel gas (*)
Scenario di Manutenzione 2 (fermata CCGT1 o CCGT2)	CCGT1 o CCGT2 TG7501-G5 F7502	Gas naturale Fuel gas (*) Fuel gas (*)

(*) La caldaia F7502 e il TG7501-G5 potranno essere alimentati da una miscela di fuel gas e gas naturale.

C'è da rilevare, comunque, che le fermate per manutenzione del Turbogas T7501-G5 saranno programmate in corrispondenza della indisponibilità di fuel gas di Raffineria dovuta alla contestuale fermata degli impianti produttori di tale gas.

Il nuovo Ciclo Combinato (CCGT1 e CCGT2) dunque sarà alimentato esclusivamente a gas naturale, in qualunque scenario emissivo, sia di normale funzionamento sia di manutenzione.

Nelle tabelle seguenti si riportano i dati di consumo annuo dei combustibili della Centrale nell'assetto attuale (dati di consuntivo 2005) e futuro (dati relativi all'assetto di massima produzione):

Consumo di combustibile nella Centrale EniPower nell'attuale configurazione (2005):

Combustibile	Impianto	Consumo (kt/a)
Olio combustibile	Tutti tranne il Turbogas TG7501-G5	56
Fuel Gas	Tutti	84
Gas naturale	-	-

Consumo di combustibile nella Centrale EniPower a seguito del progetto di potenziamento:

Combustibile	Impianto	Consumo (kt/a)
Olio combustibile	-	-
Fuel Gas	Turbogas TG7501-G5	82
Gas naturale	Turbogas TG7501-G5 e nuovi Turbogas	286

3. Produzione di energia elettrica

Produzione elettrica: si passa da una produzione di 460 GWh/anno a circa 2200 GWh/anno. Dai dati sembra che tutta la maggior produzione a seguito dell'investimento è per il mercato esterno (rete nazionale). Ai 2200 GWh/anno va aggiunta l'energia equivalente al vapore esportato.

Al fine di presentare il bilancio di produzione di energia nella Centrale EniPower, sono stati utilizzati i dati riportati nello "Studio sulle scelte progettuali relative alla Centrale Termoelettrica CCGT da 240 MW_e EniPower di Taranto" elaborato dal Politecnico di Bari, i cui dati risultano aggiornati rispetto a quelli dichiarati nello Studio di Impatto Ambientale, in relazione all'evoluzione degli scenari di assetto produttivo di sito.

Nella configurazione attuale, la Centrale EniPower produce circa 460 GW_eh/anno; di questi, circa 22 GW_eh/anno sono auto-consumi della Centrale, 20 GW_eh/anno sono consumati dagli altri impianti EniPower, 307 GW_eh/anno sono forniti alla Raffineria e 110 GW_eh/anno sono esportati nel mercato esterno (l'anno di riferimento è il 2005).

Nella configurazione futura, la produzione di energia elettrica sarà di circa 2060 GW_eh/anno; di questi, 730 GW_eh/anno saranno consumati in sito (impianti EniPower e Raffineria) e 1330 GW_eh/anno saranno disponibili per il mercato esterno.

Per quanto riguarda la produzione di vapore tecnologico, nella configurazione attuale la Centrale produce 1.340.000 t/anno di vapore (l'anno di riferimento è il 2005), mentre nella configurazione futura la produzione di vapore tecnologico sarà di 1.800.000 t/anno.

Produzione di energia elettrica E.E. (in GW_eh/anno) e vapore (in t/a) negli scenari attuale (2005) e futuro

Anno	E.E. Lorda (GWh/a)	Autoconsumi CENTRALE (GWh/a)	E.E. a impianti EniPower (GWh/a)	E.E. a raffineria (GWh/a)	Vapore a raffineria (t/a)	E.E. a mercato esterno (GWh/a)
2005	460	22	20	307	1.340.000	ca. 110
Futuro: Scenario SIA	2166	591 utilizzati in sito			1.438.000	1575
Futuro: Scenario aggiornato	2060	730 utilizzati in sito			1.800.000	1330

Per stabilire la produzione totale di energia della Centrale bisogna poter confrontare sulla stessa base l'energia elettrica e il calore contenuto nel vapore tecnologico prodotti. Per far

questo si deve determinare il contenuto exergetico dell'energia elettrica e del vapore tecnologico, cioè il loro contenuto in termini di energia meccanica equivalente (exergia). La definizione di questa quantità passa attraverso l'introduzione di fattori di qualità che permettono di tradurre le varie forme di energia in exergia.

Nel caso dell'elettricità il fattore di qualità è pari ad 1.

Per quanto riguarda il vapore tecnologico, il contenuto exergetico dipende dalla temperatura a cui è disponibile il calore. Infatti, il calore contiene una percentuale di energia che può essere convertita in energia meccanica maggiore alle alte temperature piuttosto che alle basse temperature.

Secondo quanto calcolato nello studio del Politecnico di Bari per lo scenario futuro aggiornato, si può riassumere nella seguente tabella l'energia totale prodotta dalla Centrale nella configurazione attuale (2005) e nella configurazione futura.

Produzione totale di energia (espressa come exergia) in GWh/anno, attuale (2005) e futura:

Anno	Produzione di vapore (t/a)	Vapore: Exergia (GWh/a)	Energia elettrica: Exergia (GWh/a)	Exergia totale (GWh/a)
2005	1.340.000	349	460	809
Futuro: Scenario aggiornato	1.800.000	470	2060	2530

Lo schema seguente evidenzia come il 50% circa della produzione totale di energia della Centrale nella configurazione futura, espressa come exergia, verrà utilizzata in sito (la produzione di vapore tecnologico verrà totalmente assorbita dalla Raffineria):

Anno	Exergia totale (GWh)	Energia elettrica utilizzata in sito (GWh)	Exergia vapore utilizzata in sito (GWh)	Exergia totale utilizzata in sito (GWh)	Exergia totale esportata (GWh)
Futuro: Scenario aggiornato	2530	730	470	1200	1330

Se nel calcolo dell'energia associata al vapore si utilizza il contenuto entalpico (come effettuato nella dichiarazione INES 2005 e 2006), i bilanci relativi all'energia prodotta sono i seguenti:

Anno	Volumi produzioni (MWh)	Energia elettrica importata (MWh)	Energia elettrica esportata (MWh)	% Exp./Prod. (%)
2005	1.556.400	5.786	14.204	7%
2006	1.507.521	11.028	74.827	5%
2011	3.536.000	0	1.330.000	38%

4. Emissioni

Emissioni: l'Autorizzazione Integrata Ambientale definirà per gli impianti esistenti il concetto di bolla emissiva, ovvero lo studio della sovrapposizione di tutti gli inquinanti (quelli già presenti sul territorio) ai fini del concetto di "qualità dell'aria"; è stato fatto uno studio per definire come impatteranno gli inquinanti della nuova centrale con tutte le altre fonti di emissione comprese quelle attuali della raffineria come previsto dall'articolo 7 comma 4 del Decreto legislativo 59/2005?

L'analisi degli impatti sulla componente atmosfera nell'ambito dello Studio di Impatto Ambientale è stata effettuata considerando il complesso delle sorgenti emissive della Centrale EniPower, sia nello scenario attuale (che vede il funzionamento della caldaia F7502 alimentata ad olio combustibile e del TG7501-G5, alimentato a fuel gas di raffineria) che nello scenario futuro (che vede l'entrata in funzione del ciclo combinato alimentato a gas naturale e l'esercizio dell'esistente TG7501-G5 alimentato a fuel gas di raffineria). Sono inoltre stati simulati gli scenari emissivi "di manutenzione" corrispondenti alla fermata di una delle turbine a gas; che viene sostituita dalla caldaia F7502, alimentata a gas naturale, e normalmente tenuta in riserva fredda.

Le simulazioni della dispersione di inquinanti in atmosfera (per i cui dettagli si rimanda al Capitolo 3 del Quadro Ambientale dello Studio di Impatto Ambientale) effettuate tramite il modello ISC3 hanno mostrato una generale riduzione delle concentrazioni al suolo nello scenario futuro, grazie all'eliminazione dell'utilizzo di olio combustibile da parte della centrale EniPower (che consentono una drastica riduzione delle concentrazioni di SO₂ e polveri al suolo ed alla entrata in funzione del nuovo ciclo combinato, caratterizzato da basse emissioni di inquinanti (NO_x e CO) in linea con le Best Available Technology e da rilasci con alta efficienza di dispersione in atmosfera).

Al fine di valutare gli scenari emissivi attuale e futuro nel più ampio contesto del sito industriale Eni di Taranto, è in corso di elaborazione uno studio modellistico di dispersione di inquinanti in atmosfera allo scopo di stimare gli impatti indotti dall'insieme delle sorgenti di emissione della Raffineria di Taranto e della centrale EniPower, negli scenari attuale (così come definiti nei rispettivi studi di impatto ambientale tuttora in corso di istruttoria) e futuro (a valle della realizzazione del progetto di raddoppio della capacità di lavorazione della Raffineria e dell'entrata in esercizio del nuovo ciclo combinato EniPower).

5. Analisi di rischio

Ai fini della 334 (impianti a rischio di incidente rilevante) come impatta la maggiore presenza di gas naturale con tutti i fluidi in gioco in riferimento ai maggiori quantitativi di combustibile da utilizzare?

Nell'ambito dello Studio di Impatto Ambientale (Quadro progettuale, Cap. 9) è stata effettuata un'analisi preliminare dei malfunzionamenti di processo e dei principali eventi incidentali con possibili ripercussioni di carattere ambientale.

Dalle considerazioni fatte nell'analisi è risultato che eventuali malfunzionamenti sull'impianto in esame si possono ricondurre a rilasci in atmosfera di gas naturale, che possono avvenire a seguito di rotture casuali della linea di trasporto del gas o di cedimenti delle connessioni flangiate delle linee/apparecchiature presenti all'interno della stazione di filtrazione, misura e riduzione della pressione.

A questo scopo sono stati analizzati rilasci di gas naturale in atmosfera derivanti da rotture casuali (random) di tubazioni sia nel tratto ad alta pressione, sia nel tratto a bassa pressione. Gli scenari incidentali considerati sono stati, conservativamente, quelli che darebbero luogo agli effetti più significativi in termini di possibili danni alle apparecchiature e agli operatori di impianto.

Dall'esame dei risultati si deduce che, a seguito del verificarsi di uno scenario di rilascio di gas naturale, sono attesi danni potenziali solo alle apparecchiature ubicate all'interno o nelle immediate vicinanze della stazione di filtrazione, misura e riduzione del gas naturale oppure ad apparecchiature ubicate lungo il percorso della linea di trasporto del gas. I danni sono funzione dell'ubicazione del rilascio e della posizione delle apparecchiature in relazione all'effettiva direzione del getto incendiato conseguente alla fuoriuscita di gas naturale.

Si tenga comunque presente che l'insorgenza dell'effetto domino, per apparecchiature investite direttamente dalla fiamma o esposte ad elevati flussi termici, richiede la permanenza dello scenario incidentale per parecchi minuti. Nel caso in esame, considerando la possibilità di isolare il sistema di trasporto del gas naturale dalla rete di alimentazione esterna allo stabilimento, limitando quindi a pochi minuti la durata del rilascio e dei possibili effetti ad esso associati, non sono attesi danni significativi alle apparecchiature.

Per un visione approfondita dell'analisi si rimanda al SIA, Cap. 9 del Quadro progettuale.

La nuova Centrale a ciclo combinato sarà installata all'interno dell'area della Raffineria, attività a rischio di incidente rilevante soggetta all'art. 8 del D.Lgs. 334/99. Pertanto, come

indicato dalla Circolare del Ministero dell'Interno n. DCPST/A4/RA/2800 dell'1 dicembre 2004 e ai sensi del DM 9 agosto 2000, sarà intrapresa, sulla base della valutazione preliminare, un'analisi di dettaglio e preparata adeguata documentazione al fine di presentare una dichiarazione di "non aggravio del preesistente livello di rischio".

Si evidenzia che, in ogni caso, i risultati dell'analisi preliminare è confermata dall'esperienza acquisita da EniPower nella realizzazione di centrali a ciclo combinato a gas naturale (caratterizzate da una portata nominale di combustione nettamente superiore rispetto alla nuova centrale di Taranto) in diverse tipologie di siti industriali, per le quali si è sempre pervenuti alla certificazione di non aggravio del preesistente livello di rischio.

6. Polveri sottili

Non vi è evidenza di studi sulle polveri sottili (es. PM 2,5), che sarebbe opportuno svolgere preliminarmente.

Nel corso degli ultimi anni si sono sviluppate numerose ricerche sulle fonti di inquinamento da polveri sottili (Armaroli e Po, novembre 2003; Fraternali e Olivetti Selmi, 2003).

Seppure la combustione del gas naturale e dunque le emissioni da turbogas, non é esente da emissioni di particolato sottile, in particolare nel range di granulometria che riguarda le polveri fini (PM_{2,5}) e ultrafini (PM_{0,1}), in ogni caso tutti gli autori concordano nell'identificare il gas naturale come il combustibile più pulito anche in termini di produzione di polveri fini, se posto in confronto con altri combustibili.

Inoltre i risultati di tali studi evidenziano la trascurabilità del fenomeno in relazione ai turbogas di ultima generazione: tutte le ricerche sinora eseguite concordano nel definire la tecnologia delle turbine alimentate a gas metano con combustione premiscelata a secco (DLN) la migliore presente sul mercato che garantisce produzioni quasi nulle di polveri sottili (Macchi, 2004).

Tali risultati sono stati ripresi da un recente studio del Politecnico di Milano (E. Macchi DIIAR, 2004) che afferma, sulla base di dati sperimentali ottenuti su centrali turbogas italiane, che le concentrazioni di particolato nei gas di scarico delle turbine a gas alimentate con gas metano e dotate di combustori DLN, siano significativamente inferiori rispetto a quelle dell'aria ambiente. In altri termini la turbina a gas si comporta come un dispositivo di depurazione dell'aria ambiente dal particolato in essa sospeso.

L'effetto di depurazione è dovuto principalmente ai seguenti fattori:

- Sistema di filtraggio dell'aria che nelle turbine a gas trattiene una parte significativa delle polveri presenti nell'aria (> 10 µm);
- Durante il passaggio dell'aria nel compressore assiale si depositano ulteriori frazioni delle polveri totali (effetto fouling);
- Nei combustori DLN, che operano una combustione premiscelata con grandi eccessi d'aria non si verifica alcuna formazione di solidi di natura carboniosa, si offrono le condizioni ideali per l'ossidazione delle frazioni carboniosi del particolato aspirato, e quindi la sua eliminazione.

In termini di valori di concentrazione rilevati lo stesso studio riporta valori di concentrazione di polveri totali (sostanzialmente coincidenti con PM10) misurate all'emissione di centrali turbogas italiane, tutte dotate di sistemi di premiscelazione a secco DLN, pari ad alcune decine di microgrammi/Nm³.

Alle stesse conclusioni di irrilevanza del contenuto in polveri dei rilasci da turbogas, purchè dotati di sistemi a secco DLN, giunge uno studio condotto recentemente dalle sezioni provinciali di Ferrara e Piacenza dell'ARPA Emilia-Romagna, che ha condotto misure su centrali turbogas presenti sul territorio, tutte dotate di sistemi DLN a secco, rilevando sempre concentrazioni di polveri all'emissione dell'ordine dei decimi di mg/Nm³.

Anche le fonti internazionali, compresa l'EPA, sebbene riportino fattori emissivi che differiscono di oltre un ordine di grandezza, sono concordi nell'affermare che le emissioni di polveri da turbine alimentate gas naturale possano essere considerate trascurabili.

Bibliografia:

ARPA Emilia Romagna, sezioni di Piacenza e Ferrara –Emissioni in atmosfera da Centrali Turbogas-, sintesi delle valutazioni ARPA da www.arpa-emr.it

Armaroli N., Po C. (2003) – Emissioni da centrali termoelettriche a gas naturale: la letteratura corrente e l'esperienza statunitense. La Chimica e L'Industria (maggio 2003)

Armaroli N., Po C. (2003) - Centrali termoelettriche a gas naturale: produzione di articolato primario e secondario. La Chimica e L'Industria (novembre 2003)

EPA (2000) Air pollutants emission factors, AP-42.

Fraternali D., Oliveti Selmi O. - Le emissioni di polveri e altri inquinanti da centrali turbogas a ciclo combinato alimentate a gas naturale. Analisi comparata con le emissioni di impianti termoelettrici a olio combustibile di piccola taglia.

Klippel et al. - On-line measurement Of Ultrafine Particle Emission from Gas Turbines, Alstom Power- Matter Engineering, 2004

Macchi, E. - Impatto Ambientale dei cicli combinati alimentati a gas naturale, con particolare riferimento alle emissioni di polveri sottili, DIIAR Politecnico di Milano, 2004

7. Analisi di rischio per i terreni

Il sito rientra nell'ambito del sito di interesse nazionale di Taranto. E' stata predisposta l'analisi di rischio?

La nuova Centrale a Ciclo Combinato EniPower sarà realizzata su un terreno interno alla Raffineria Eni Divisione Refining & Marketing, di proprietà della stessa, avente una superficie di circa 21.500 m² secondo un profilo irregolare. I terreni si trovano su aree 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.

8. Suolo e falde acquifere

Quali accorgimenti sono stati previsti sia per il suolo che per le falde acquifere?

La struttura idrogeologica dell'area di Taranto è caratterizzata da due falde, la prima denominata superficiale, l'altra profonda o carsica, separate tra loro da orizzonti impermeabili.

In particolare, il sottosuolo delle aree dove sorgerà la nuova Centrale è interessato dalla presenza di una falda superficiale circolante in terreni alluvionali a bassa permeabilità. Questa modesta falda acquifera è idraulicamente condizionata dalla presenza di un esteso livello impermeabile basale intercettato localmente ad una profondità minima di 4,8 e massima di 6,6 metri dal piano di campagna. Non si prevedono pertanto, sia nella fase di costruzione che in quella di esercizio, impatti sulla falda acquifera; in ogni caso saranno adottati in entrambe le fasi, come indicato nel paragrafo successivo, tutti gli accorgimenti preventivi necessari.

Sulla base dei risultati delle analisi effettuate su campioni estratti da piezometri di monitoraggio ubicati nell'area nella quale sorgerà la nuova Centrale e nelle aree limitrofe, le acque di falda presentano uno stato di buona qualità, con parametri chimico-fisici nella norma.

Stima e valutazione degli impatti e relative misure di mitigazione

Fase di costruzione della Centrale

Durante i lavori di costruzione della Centrale, le caratteristiche qualitative del suolo potranno subire delle variazioni in conseguenza di eventi accidentali, quali sversamenti e spandimenti di prodotti inquinanti da macchinari e mezzi usati per la costruzione. Per evitare possibili impatti sulla qualità del suolo e della falda, i lavori saranno eseguiti in modo da adottare tutte le precauzioni idonee ad evitare tali situazioni e, a lavoro finito, da riconsegnare l'area nelle originarie condizioni di pulizia e sicurezza ambientale.

In particolare, durante la fase di costruzione sono previste le seguenti misure di mitigazione per i potenziali impatti identificati:

- Durante la costruzione della Centrale si eviteranno sversamenti o spandimenti nel suolo di sostanze potenzialmente contaminanti, adottando opportune tecnologie costruttive.
- Alla fine della realizzazione dell'impianto si procederà ad una operazione di pulizia del materiale residuo delle varie fasi di esecuzione dei lavori rimasto sul terreno.

- Le aree predisposte per lo stoccaggio temporaneo dei rifiuti derivanti dalle lavorazioni saranno opportunamente recintate provvedendo, qualora la pericolosità del materiale accantonato lo rendesse necessario, alla pavimentazione del terreno ed al contenimento di eventuali acque dilavanti.
- Le acque di scarico risultanti dalle operazioni di lavaggi, collaudi e lavorazioni saranno raccolte e smaltite al fine di evitare eventuali percolazioni attraverso il terreno verso la falda idrica sotterranea.

Nel caso di temporaneo innalzamento della falda durante l'esecuzione degli scavi, eventuali acque di aggotamento saranno raccolte e smaltite secondo la normativa vigente.

Fase di esercizio della Centrale

Durante la fase di esercizio, l'azione principale della Centrale che potrebbe alterare la qualità del suolo e delle acque sotterranee è la produzione di reflui, sversamenti e perdite accidentali di prodotti inquinanti da macchinari e componenti.

Al completamento delle attività di costruzione dell'impianto, l'area occupata dalla Centrale all'interno della raffineria risulterà impermeabilizzata con pavimentazione in calcestruzzo, in modo da precludere ogni infiltrazione nel terreno e dotata di una idonea rete di drenaggio e raccolta delle acque costituita da tubazioni interrato in PVC, principalmente ubicate in corrispondenza dei lati delle strade. Tali acque saranno fatte defluire nella rete di fogne accidentalmente oleose della Raffineria mediante sistema a gravità.

Eventuali fenomeni di sversamento o rilascio accidentale di sostanze inquinanti potranno pertanto essere controllati ed intercettati senza impatto sia per il suolo, sia per la falda. Inoltre, le acque piovane ricadenti su aree potenzialmente inquinate (le aree circostanti i macchinari e i serbatoi dove vengono utilizzati oli lubrificanti) verranno raccolte dalle reti fognarie ed inviate al trattamento delle acque accidentalmente oleose.

Le acque di scarico dei cicli di produzione e di raffreddamento saranno collettate con apposita rete fognante il cui effluente è immesso a mare: non vi sono perciò interferenze dirette con la dinamica del deflusso idrico sotterraneo.

9. Emissioni di CO₂: coerenza con il P.E.A.R.

Quali impatti si avranno nelle emissioni (dovrebbero quasi raddoppiare nelle quantità assolute), a partire dalla CO₂, e quale coerenza con il protocollo di Kyoto e con il P.E.A.R.?

9.1 Emissioni di inquinanti in atmosfera

Le tabelle seguenti permettono di confrontare i dati delle emissioni in atmosfera della Centrale nella configurazione attuale a quelle che saranno nella configurazione futura ed evidenziano una riduzione significativa delle emissioni dalla Centrale EniPower nello scenario futuro.

Configurazione della Centrale attuale

Nella configurazione attuale la centrale è caratterizzata dalla presenza di un solo camino, denominato E3, a cui affluiscono gli scarichi delle caldaie F7502, del turbogas TG7501-G5 ed eventualmente i fumi delle caldaie di riserva.

La tabella seguente riporta le emissioni dalla Centrale (in t/anno) nella configurazione attuale¹, derivate dai dati di emissione autorizzati per il camino E3 con Parere del Ministero dell'Ambiente 01.09.1993:

Emissioni dalla Centrale attuale (t/anno)

	NO_x	CO	SO₂	Polveri
Totale al camino E3	1139,6	609,3	1750,0 (*)	335,2

(*) Flusso di massa per la SO₂ (in t/anno) autorizzato con Parere del Min. dell'Ambiente 01.09.1993

Emissioni autorizzate con DM del 01/09/1993

	<i>Portata fumi (Nm³/h)</i>	<i>NO_x mg/Nm³</i>	<i>CO mg/Nm³</i>	<i>SO₂ mg/Nm³</i>	<i>Polveri mg/Nm³</i>
<i>Camino E3 (F-7502 / TG5- 7501G5)</i>	765323	170,0	90,9	450,0	50,0

Configurazione della Centrale futura

Per quanto riguarda la configurazione futura della centrale, con l'entrata in esercizio del nuovo ciclo combinato da 240 MWe alimentato a gas naturale, verrà mantenuto in funzione il turbogas TG7501-G5 da 39 MWe, il quale consente di utilizzare i gas di Raffineria,

¹ Il consuntivo delle emissioni per l'anno 2005 è il seguente: NO_x 788 t; CO 87 t; SO₂ 1307 t; polveri 51 t

rimodernato e fornito di un nuovo e più efficiente sistema di abbattimento degli ossidi di azoto (NO_x) con iniezione vapore, che ridurrà la concentrazione delle emissioni a 50 mg/Nm³.

Verrà inoltre soppresso l'utilizzo di olio combustibile, con indubbi vantaggi in termini di emissioni di polveri ed SO₂.

La tabella seguente riporta le emissioni annue di inquinanti dalla Centrale nella configurazione futura (calcolate sulla base delle caratteristiche di progetto riportate nel SIA), con i due nuovi turbogas CCGT1 e CCGT2 dotati ognuno di un camino (A e B), e il vecchio turbogas TG7501-G5 che emette sempre attraverso il camino E3. Per tutti i turbogas sono previste 8390 ore all'anno di funzionamento, al netto delle fermate programmate per manutenzione; in occasione di queste fermate dei Turbogas, sarà riattivata la caldaia F-7502, generalmente tenuta spenta, per la quale sono previste 1110 ore di funzionamento all'anno.

Emissioni previste nella configurazione della Centrale futura (t/anno)

Sorgenti	Ore di funzionamento	NO _x	CO	SO ₂	Polveri
CCGT1 (camino A)	8390	215,5	161,6	-	-
CCGT2 (camino B)	8390	215,5	161,6	-	-
TG7501-G5 (camino E3)	8390	156,6	93,9	56,3	-
F-7502 (camino E3)	1110 (*)	73,9	39,5	7,8	-
Totale camini A + B + E3		661,5	456,6	64,1	-

(*) La caldaia F-7502, come già descritto nel Cap. 2 di questo documento, sarà tenuta come riserva fredda e verrà attivata nei casi di fermata per manutenzione di uno dei turbogas.

Caratteristiche delle sorgenti di emissione

	Portata fumi (Nm ³ /h)	NO _x mg/Nm ³	CO mg/Nm ³	SO ₂ mg/Nm ³	Polveri mg/Nm ³
<i>Camini A e B (CCGT1 e CCGT2)</i>	642138	40,0	30,0	-	-
<i>Camino E3 (TG5-7501G5)</i>	373320	50,0	30,0	18,0	-
<i>Camino E3 (F-7502)</i>	392003	170,0	90,9	18,0	-

9.2 Emissioni di CO₂ e coerenza con il Protocollo di Kyoto e il PEAR della Puglia

Nella seguente tabella sono evidenziate le emissioni di CO₂ nelle configurazioni attuale e futura², così come sono state riportate nello Studio del Politecnico di Bari (“Studio sulle scelte progettuali relative alla Centrale Termoelettrica CCGT da 240 MW_e EniPower di Taranto”). Come è possibile constatare, l'aumento della produzione di CO₂ della Centrale nella sua configurazione futura, dovuto alla maggiore energia prodotta dal ciclo combinato, è comunque in parte attribuibile ai maggiori consumi attesi in sito, a seguito del progetto di raddoppio della capacità produttiva della Raffineria..

Emissioni totali di CO₂ (in t/anno) della Centrale EniPower, in assetto attuale e futuro, in relazione alla produzione di energia elettrica

	Assetto Attuale (2005)		Assetto Futuro		Variazioni	
	GWh/a	CO ₂ t/anno	GWh/a	CO ₂ t/anno	GWh/a	CO ₂ t/anno
Produzione CENTRALE	809	421.576	2.530	971.520	1.721	549.944
Consumi del sito	679	353.832	1.200	460.800	521	106.968
Cessione a Esterno	130	67.744	1.330	510.720	1.200	442.976

9.2.1 Coerenza con il protocollo di Kyoto in relazione al piano di assegnazione delle quote per il periodo 2008-2012

Il Protocollo di Kyoto stabilisce un obbligo, per i Paesi industrializzati che lo hanno ratificato, di ridurre entro il 2008-2012 le emissioni globali dei sei principali gas responsabili dell'effetto serra (tra cui la CO₂), in media del 5,2% rispetto ai valori del 1990. Il periodo 2008-2012 viene definito primo periodo di adempimento. Tale valore di riduzione è una media che deriva da impegni differenziati tra diversi paesi o gruppi di paesi.

Aderendo al protocollo di Kyoto, l'Italia si è impegnata a ridurre le emissioni di gas serra del 6,5%, sempre rispetto ai valori del 1990.

Con riferimento al documento del Ministero Ambiente “Piano Nazionale di assegnazione delle quote di CO₂ per il periodo 2008-2012” del 18.12.2006, presentato alla Commissione Europea, che definisce le quote assegnate alle centrali esistenti e la

² I dati relativi alle emissioni di CO₂ sono tratti dallo studio del Politecnico di Bari “Studio sulle scelte progettuali relative alla Centrale Termoelettrica CCGT dal 240 MWe EniPower di Taranto”. In particolare, il dato riferito al 2005 è stato ricavato dal “Rapporto di sostenibilità ambientale di EniPower, 2006”, mentre il dato atteso per l'assetto futuro è una stima effettuata dal Politecnico.

modalità di assegnazione delle quote ai nuovi impianti e ai potenziamenti, sono state predisposte le seguenti tabelle relative alla nuova Centrale EniPower di Taranto:

Tabella 1 – Analisi del Piano di assegnazione delle quote per la Centrale esistente

		2011	2012
Centrale Esistente – Quote assegnate	ton/anno	304.660	286.739
Centrale Esistente – Emissioni Previste	ton/anno	499.324	499.324
Centrale Esistente – Quote in difetto	ton/anno	194.664	212.585

Tabella 2 – Analisi del Piano di assegnazione delle quote per la Centrale potenziata

		2011	2012
Centrale Esistente – Quote assegnate previste (*)	ton/anno	1.000.136	982.215
Centrale Esistente – Emissioni Previste	ton/anno	971.520	971.520
Centrale Esistente – Quote in difetto	ton/anno	(28.616)	(10.695)

Dalle tabelle si evidenzia come la Centrale, nell'assetto attuale, non sarebbe in grado di rientrare nelle quote assegnate, mentre la Centrale nella nuova configurazione, grazie alle elevata efficienza, sarebbe in grado rispettare gli obiettivi assegnati.

9.2.2 Coerenza con il P.E.A.R. della Regione Puglia

Per un'analisi di coerenza con il P.E.A.R. è necessario prendere in considerazione la realtà energetica pugliese come rappresentata nel piano stesso. Assumendo che le unità dello stabilimento EniPower siano dispacciate in modo tale da eliminare dal mercato le unità meno efficienti (a causa di offerta competitiva sul mercato e di un dispacciamento prioritario), si può osservare come il bilancio delle emissioni di CO₂ sia favorevole alla costruzione della nuova centrale. In questo caso, le emissioni delle centrali pugliesi, caratterizzate da emissioni specifiche pari a 690 g/kWh, per produrre i 1200 GWh/a che saranno ceduti all'esterno dalla centrale EniPower nell'assetto futuro (al netto dell'energia elettrica esportata nel 2005 pari a 130 GWh) emetterebbero in aria 828.000 tonnellate di CO₂. Queste tonnellate di anidride carbonica risparmiate vanno largamente a compensare l'incremento dovuto all'aumento della produzione della Centrale EniPower, pari a 549.944 t/anno. Il saldo a vantaggio dell'ambiente su base regionale è pari a circa 278.000 t/anno.

Sulla base di quanto scritto e sulle considerazioni sotto riportate, si può affermare che il potenziamento della Centrale sia coerente con gli obiettivi del PEAR:

- Il progetto si configura come un risanamento di una vecchia centrale costruita negli anni '60 a servizio della Raffineria di Taranto e la sua collocazione è strettamente vincolata dalla vicinanza con la Raffineria e dalla volontà di intervenire su un sito già adibito ad uso industriale;
- I vecchi impianti vengono sostituiti con le migliori tecnologie ad oggi disponibili in termini di:
 - scelta della tecnologia cogenerativa e di turbogas di ultima generazione (Classe F),
 - aumento significativo del rendimento: da 44% a 53%,
 - eliminazione di ogni emissione di particolato e riduzione delle emissioni di SO₂ ed NO_x grazie all'impiego del gas naturale come combustibile ed all'utilizzo di combustori DLN (Dry Low NO_x),
 - nonostante il progetto induca un aumento netto delle emissioni di CO₂, è importante sottolineare una significativa riduzione delle emissioni specifiche di CO₂, da 540 g/kWh a 384 g/kWh.
- Nell'ambito del panorama regionale caratterizzato da un'offerta di energia significativamente maggiore della domanda, la provincia di Taranto si attesta come la maggiore consumatrice di energia, soprattutto per quanto riguarda i consumi ad uso industriale. La realizzazione dell'impianto è pertanto in linea con le consuete linee strategiche in campo energetico che prevedono la realizzazione di impianti in prossimità dei nuclei di consumo.
- Il progetto risponde a pieno all'obiettivo di Diversificazione delle Risorse Primarie con un aumento dell'utilizzo del gas naturale a scapito delle fonti fossili maggiormente impattanti.

10. Effetti dei campi elettromagnetici

Quali gli effetti dei campi elettromagnetici? (effetto corona – radiofrequenze), sarebbe necessario uno studio che sovrapponesse quelli generati dalle nuove linee elettriche e la nuova sottostazione con le linee Ilva per valutare gli effetti congiunti.

Lo studio sugli effetti dei campi elettromagnetici, le cui valutazioni sono state condotte tenendo in considerazione le eventuali sovrapposizioni dei campi generati da linee elettriche esistenti, è stato sviluppato nell'ambito del SIA (Quadro ambientale, Cap. 9).

A seguito di alcune modifiche apportate al tracciato dell'elettrodotto è stato condotto uno studio aggiornato sui campi elettromagnetici.

A questo studio, denominato "Aggiornamento del SIA in relazione alle modifiche del tracciato dell'elettrodotto", Marzo 2008 ed inserito nella raccolta di documenti da inviare alla Conferenza dei Servizi del Ministero dello Sviluppo Economico, si rimanda per una visione dettagliata dell'analisi dei campi elettromagnetici.