



ASSOCIAZIONE COMITATO QUARTIERE VILLANOVA – FALCONARA M.
Associazione di volontariato per la tutela dell'ambiente e della qualità della vita
via F. Campanella n° 2 (ex Scuola Elementare Lorenzini) tel.: 3339492882
cod. fisc. 93094030421



ASSOCIAZIONE “COMITATO DEL QUARTIERE FIUMESINO” -
FALCONARA M.
c/o Budini Franco, via Conventino n. 28

ondaverde

movimento ecologista falconarese via Italia, 28 Falconara m. (AN)

Falconara M.ma, 19 Agosto 2008

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Direzione Generale per la Salvaguardia Ambientale, Divisione III
via Cristoforo Colombo 44, 00147 Roma.

Ministero per i Beni e le Attività Culturali
D.G. per la tutela e la qualità del paesaggio,
l'architettura e l'arte contemporanea,
via S. Michele n. 22, 00153 Roma

p.c.

Regione Marche
Assessorato all'Ambiente
Via Tiziano, 60100 – Ancona

Oggetto: **OSSERVAZIONI** (ai sensi dell'art. 6, comma 9 della legge 8 luglio 1986 n. 349 e ai sensi dell'art. 24 del Titolo III della parte seconda del D. Lgs 152/06, così come modificato dal D.Lgs 4/08) riguardo alla realizzazione di un terminale off-shore di rigassificazione di gas naturale liquefatto (LNG) della capacità di circa 4 miliardi di mc/anno - Richiesta di pronuncia di compatibilità ambientale da parte di Api Nòva Energia S.r.l. 00198 Corso d'Italia n. 19, Roma.

QUADRO PROGRAMMATICO

Rispetto al quadro programmatico nel quale il progetto di API Nòva Energia S.r.l. intende inserirsi, le note che seguono, ricostruendo un Quadro Programmatico più oggettivo, intendono sottolineare che tale progetto è il quindicesimo impianto di rigassificazione proposto in Italia a fronte di ben altre necessità e potenzialità di approvvigionamento di gas naturale.

Si ritiene, pertanto, che l'impianto proposto da API Nòva Energia S.r.l. non sia utile e necessario alle esigenze energetiche nazionali.

Le attuali forniture di gas in Italia

Innanzitutto c'è da denunciare **l'assoluta mancanza di un Piano Energetico Nazionale che definisca le esigenze energetiche italiane e stabilisca di quanta e di quale energia ha bisogno l'Italia.**

Nel marzo del 2003 durante l'*Offshore Mediterranean Conference* a Ravenna, l'amministratore delegato dell'Eni Vittorio Mincato lanciò l'allarme sui rischi di un eccesso di offerta, una "bolla" che avrebbe potuto esplodere, con conseguenze imprevedibili sul mercato. Secondo alcuni analisti ed esperti, l'ipotesi di una bolla dagli effetti devastanti è servita a giustificare una politica di scarsi investimenti da parte di Eni. Solo tre anni dopo, nel gennaio del 2006, a seguito del braccio di ferro tra Russia e Ucraina, tutti i mezzi di informazione hanno agitato lo spettro della chiusura dei rubinetti del gas.

Mentre in Italia una campagna di disinformazione faceva temere un inverno al freddo, il gas veniva utilizzato per produrre energia elettrica venduta a Francia, Germania e Svizzera. Il fatto sarà riconosciuto dall'Autorità del gas che multerà Eni.

I cittadini pagheranno 100 milioni di euro in più per comprare olio combustibile per le centrali.

Attualmente il gas arriva in Italia attraverso diversi gasdotti e il rigassificatore di Panigaglia (Spezia). Fortunatamente le infrastrutture d'importazione sono diversificate anche grazie alla posizione geografica dell'Italia. **Algeria e Russia coprono i tre quarti circa del fabbisogno; il resto proviene da Olanda (12%), Libia (10%) e Norvegia (7%).** Ecco i principali gasdotti che portano gas in Italia:

- Il recente **Greenstream** porta 8 miliardi di metri cubi all'anno dalla **Libia** (sarà raddoppiato portando la sua capacità a 16 miliardi di metri cubi).

- Il **Transmed** già ricordato porta 25 miliardi dall'**Algeria** (ne è previsto il potenziamento per ulteriori 6,5 miliardi di metri cubi).

- Il **Tag** (*Trans Austria Gasleitung*) lungo 1.100 chilometri che attraverso l'Austria arriva a Tarvisio; controllato da Eni (detiene l'89% delle azioni), trasporta 25 miliardi di metri cubi di gas russo che proviene dal **gasdotto della fratellanza**; è previsto il suo potenziamento per ulteriori 6,5 miliardi di metri cubi all'anno.

- Dal nord Europa il **Transitgas**, posseduto per il 49% da Eni, scorre per 1.250 chilometri e porta 16 miliardi di metri cubi all'anno di gas da **Olanda e Norvegia**.

C'è da notare che **tutti** questi gasdotti verranno potenziati o ristrutturati nei prossimi anni (vedi tabella 1).

L'Italia importa anche piccole quantità di GNL, principalmente dall'Algeria.

L'Italia, ha una significativa, ma in declino, produzione di gas. Non siamo poi tanto poveri di gas: nei nostri mari (alto adriatico) e nel sottosuolo (valle padana) giacciono quantitativi apprezzabili di gas; pochi rispetto ai grandi giacimenti del medio oriente, ma strategicamente preziosi per allentare la dipendenza dall'estero. Sono mancati però ricerche e investimenti.

La scelta del gas: un disastro di politica energetica.

Il gas in Italia contribuisce, caso unico nel mondo, al 60% per la produzione totale di elettricità.

In assenza di un *Piano energetico nazionale* la politica energetica la fanno le multinazionali dell'energia.

Negli anni '90 di fronte all'inquinamento prodotto dal petrolio e dai suoi derivati (olio combustibile, gasolio, ecc.) si poteva scegliere fra due strade: avviare un concreto programma di sostituzione accelerata delle centrali ad olio con una forma di produzione di energia "diffusa" imboccando la strada delle fonti rinnovabili oppure perseverare nella vecchia strada sostituendo le vecchie centrali a olio con le nuove a gas, cioè passando da un combustibile fossile ad un altro.

La scelta dei gruppi energetici fu naturalmente quella di proseguire per la vecchia strada e lo Stato la appoggiò “*assimilando*” il gas alle fonti rinnovabili e quindi incentivandolo con i contributi statali denominati “*CIP 6*”.

Con una rapidità impressionante quindi nel paese che secondo Confindustria e politici sarebbe vittima della “*sindrome di Nimby*” sono state riconvertite o costruite ex-novo decine di centrali a gas per la produzione di energia elettrica .

Secondo le statistiche di *Terna*, società che dal 2005 gestisce la rete di trasmissione nazionale, la maggior parte delle centrali termoelettriche italiane sono alimentate a gas naturale (60,5% del totale termoelettrico nel 2006), a carbone (16,9%) e con derivati petroliferi (12,9%).

Ma nel 1995 (quindi prima dell’entrata in vigore della famigerata delibera detta *CIP 6*), gas naturale, carbone e petrolio "pesavano" rispettivamente per il 23,7%, l'12,2% e il 60,8%.

Appare evidente che senza una rapida inversione di rotta questa corsa vertiginosa verso il gas è destinata ad aumentare nei prossimi anni, accentuando i rischi in una situazione di vulnerabilità.

I rigassificatori

I rigassificatori sono la parte finale della filiera del GNL (gas naturale liquefatto) composta dagli impianti di liquefazione, dalle metaniere che trasportano il GNL e, appunto, dai rigassificatori o dal sistema FSRU proposto nel progetto di API Nòva Energia S.r.l. .

In sintesi, si può dire che il gas viene liquefatto negli impianti situati nei paesi produttori, trasportato da metaniere ad una temperatura di circa – 161 gradi centigradi, rigassificato e quindi immesso nelle reti dei paesi consumatori.

Attualmente ci sono nel mondo **51 rigassificatori**, 16 in Giappone, 6 negli Stati Uniti, **12 in Europa (5 in Spagna, 2 in Francia, 1 in Portogallo, Belgio, Regno Unito, Grecia e Italia)**. **Si tratta di impianti sottoutilizzati che generalmente lavorano dal 30 al 60% della propria potenzialità perché nel mondo la capacità di liquefazione è molto inferiore a quella di rigassificazione.**

Esistono infatti solo 17 impianti di liquefazione funzionanti!

Da questo punto di vista API Nòva Energia non indica il suo portfolio per l’approvvigionamento limitandosi a scrivere nel SIA: << (...) *riguardo il LNG, in particolare, “api nòva energia” ha avviato da tempo contatti con importanti società operanti nei Paesi produttori, finalizzati a garantire, ove gli scenari futuri lo richiederanno, sia la continuità dell’impegno dell’impianto che una offerta economicamente competitiva* >>.

Quali? Data la mancanza quasi assoluta del rischio di impresa sarebbe quantomeno corretto indicare gli approvvigionamenti!

Il maggior numero di nuovi impianti di rigassificazione è previsto in Asia, in particolare in Cina, India e Corea del Sud, paesi con un enorme mercato potenziale, ma molto distanti dalle aree di produzione. In Europa ci sono 21 progetti di nuovi rigassificatori, di cui ben 15 solo in Italia (vedi tabella 2 mancante dei progetti API e Gaz de France nelle Marche). Negli Stati Uniti ci sono 6 impianti in progetto.

La corsa al gas in Italia

Come si è visto, in Italia si sono moltiplicati i progetti di rigassificatori. Ma perché questa corsa?

Le motivazioni sono sostanzialmente tre:

1. C’è poco gas.
2. Bisogna liberalizzare il mercato, per ridurre i costi.
3. I rigassificatori sono strategici perché permetteranno all’Italia di evitare la dipendenza energetica da paesi ritenuti poco affidabili, come la Russia e l’Algeria.

La prima motivazione secondo cui i rigassificatori servono perché il gas in Italia è carente, è una tesi assolutamente insostenibile. Prendendo per buone le uniche previsioni ufficiali disponibili, quelle fornite dalla “*cabina di regia*” istituita dal Governo Prodi nell’agosto 2006, nel 2015 l’Italia

avrà bisogno di 108 miliardi di metri cubi di gas ma sempre stando alle cifre ufficiali relative ai gasdotti da potenziare e da realizzare alla stessa data arriveranno in Italia dai 124 ai 130 miliardi metri cubi di gas.

Dal 14 al 20% in più del fabbisogno, fra l'altro evidentemente sovrastimato.

Questo senza considerare i 4 o 5 rigassificatori che ci viene ripetuto essere essenziali (vedi tabella 3).

“Nel piano industriale del 2005 – ha scritto Edo Dominici - l'Eni già diceva che il gas in Italia è troppo. Già dal 2007 ci sono 7 miliardi di metri cubi in più. In realtà il gas quest'anno avanza ancora di più, circa 10 miliardi di metri cubi a causa dell'inverno estremamente caldo. E allora da dove nascono gli allarmi sul gas in Italia? Perché noi pensiamo di fare dell'Italia il Paese con più impianti e capacità di rigassificazione al mondo dopo il Giappone? (...) Nel periodo di maggior allarme, creato a mio modo di vedere artificialmente, ci hanno detto che dalla Russia ci tagliavano il 5% del gas tutti i giorni il Tg1 apriva con questa notizia- noi cittadini abbiamo pagato. Vi ricordate? Un decreto per abbassare la temperatura di un grado nei condomini e negli uffici e una bolletta più cara del 14%. In realtà, durante la crisi del gas tutte le compagnie che producono elettricità da turbogas stavano esportando energia elettrica all'estero. Perché?”

Dal 2005 per la prima volta le compagnie italiane sono riuscite a produrre, in alcune ore della giornata, energia elettrica a basso costo addirittura competitiva con quella francese prodotta col nucleare. Quindi, mentre da noi ci facevano stringere la cinghia, nel frattempo Eni, Enel, Endesa e altre tre o quattro società esportavano energia elettrica prodotta con gas all'estero.

Secondo me, l'allarme gas è stato creato appositamente per il suo enorme impatto economico.”

Dietro la campagna che tende a individuare i rigassificatori come infrastrutture indispensabili allo sviluppo economico dell'Italia si nascondono precisi interessi. A questo proposito citiamo Massimo Serafini, del direttivo di Legambiente: *“(il governo) dovrebbe prima di tutto dire quanto gas ci serve e in quale percorso di transizione va collocato. In realtà il concetto di fabbisogno viene piegato da una parte all'altra a fini speculativi: grazie ai rigassificatori si pensa di comprare il gas quando costa meno stoccandolo nei depositi sotterranei, per poi rivenderlo ad altri Paesi quando costa di più”.*

I costi di costruzione di un rigassificatore sono notevoli, valutati dai 300 agli 800 milioni di euro.

Il rischio dell'investimento sarebbe elevato.

Per incentivare la costruzione di questi impianti, lo Stato italiano è intervenuto garantendo la copertura di gran parte dei costi e dei rischi economici dei rigassificatori.

Grazie alla delibera 178 emanata dall'Autorità per l'energia nell'estate 2005, **lo Stato italiano ha azzerato di fatto il “rischio di impresa”**. Con questa delibera l'Autorità per l'energia: *“assicura anche in caso di mancato utilizzo dell'impianto”* la copertura di una quota pari all'80 % della potenza nominale da rigassificare.

Così, se le società che gestiscono i terminali non riescono a procurarsi il GNL, interviene lo Stato italiano che le rimborsa con i **soldi prelevati dalle bollette dei cittadini**.

Ma non è finita.

Al servizio di rigassificazione si applicano le tariffe differenziate fissate dall'Autorità dell'energia a seconda dei costi dell'impianto.

Il gas dei nuovi rigassificatori, per l'ammortamento del costo dell'impianto, sarebbe fuori mercato.

Grazie alla citata delibera dell'Autorità per l'energia, lo Stato si accollerà, per meglio dire scaricherà ancora sui cittadini, attraverso le bollette, le differenze di costo.

E' evidente che la costruzione dei rigassificatori non porterà giovamento sul versante dei prezzi mentre porterà un aggravio dei costi sulle bollette dei consumatori.

Italia “hub” del gas?

Come si è detto in Italia arriverà una quantità di gas ben superiore alle effettive necessità nazionali perché governi e industriali vogliono fare dell'Italia un ponte per rifornire di gas l'Europa. Ad esempio, l'*Autorità del Gas* vede il nostro Paese come: **“ponte naturale tra le aree di produzione mediorientali e nord africane e le aree di consumo continentali europee; tale collocazione consentirebbe all'Italia di diventare un vero e proprio <hub>, base di scambio per i mercati internazionali di approvvigionamento e consumo. Ciò genererebbe significative e positive conseguenze in termini di sicurezza degli approvvigionamenti e di convenienza economica, grazie ad una ampliata disponibilità di offerta e ad una maggior pressione concorrenziale”**.

Per l'hub mediterraneo l'Italia deve vincere l'agguerrita concorrenza di Spagna, Francia, Croazia ma soprattutto della Turchia.

Nel settembre 2006 uno studio dell'IRES-CGIL si allinea a quanto sostenuto da governo e industriali e parla chiaramente di realizzare 4 o 5 rigassificatori in modo da fare dell'Italia un hub del gas mentre nel dicembre 2007 la Società di consulenza statunitense **A.T. Kearney** ha realizzato uno studio su “Il ruolo chiave dell'Italia nella corsa al gas naturale per il futuro delle forniture energetiche in Europa” in cui si legge che **“l'Italia potrà giocare un ruolo importante grazie ai nuovi progetti dei gasdotti GALSI e IGI oltre che agli ampliamenti delle capacità dei gasdotti esistenti. Si tratta, complessivamente di oltre 40 miliardi di metri cubi di gas in più che faranno capo all'Italia (portando la sua capacità d'importazione di gas complessiva a circa 120 miliardi di metri cubi) e che rappresentano circa un quarto (26%) della capacità addizionale di gas naturale via gasdotto per il rifornimento dell'Europa del futuro”**.

A questo punto sorgono delle inevitabili **domande**:

- **Si crede davvero che l'indipendenza strategica possa essere ottenuta aumentando le importazioni di gas invece di intraprendere una seria politica di risparmio ed efficienza energetica e di incentivazione alla produzione in proprio di energia ricorrendo alle fonti rinnovabili?**

- **Non si ritiene che un eccesso di gas possa essere di impedimento allo sviluppo di quelle tecnologie che saranno indispensabili in un futuro non lontano?**

L'obiettivo delle attuali politiche “sviluppiste” sembra piuttosto quello di favorire il business delle grandi multinazionali energetiche che, infatti, si sono buttate a corpo morto sull'affare rigassificatori: mentre in Italia sono stati presentati ben 15 progetti di terminali di rigassificazione, nel resto dell'Europa ne sono stati presentati 8 in tutto!

E questo accade mentre l'Europa sta sviluppando sempre di più le fonti energetiche alternative. Quelle che non lasciano ai figli brutte eredità.

Infine è prevedibile che i costi del gas saliranno vertiginosamente, soprattutto per la crescente penuria di combustibili fossili, petrolio per primo seguito da gas e carbone. All'inizio dell'anno, **Jeroen van der Veer della Royal Dutch Shell ha detto: “Dopo il 2015 le riserve facilmente accessibili di petrolio e di gas probabilmente non terranno più il passo della domanda”**.

Insomma non ci sarà gas sufficiente per tutti a un prezzo accettabile. Consentire al mercato e alla forza economica degli Stati di stabilire chi potrà ottenere e chi non potrà ottenere l'energia disponibile avrà effetti sicuramente disastrosi. Uno scenario dove, ad esempio, prima le ex repubbliche sovietiche e poi l'est europeo e, forse, anche la Turchia saranno lasciati al freddo mentre l'Europa occidentale potrà riuscire a garantirsi la fornitura di energia, potrà produrre una incontrollabile destabilizzazione, con conseguenze negative per tutti, classi ricche e paesi occidentali compresi.

Anche il solo esame delle future riserve di gas, evidenzia la necessità di smettere di fondare l'assetto industriale e la vita di tutti sul gas, che diventerà presto un freno per lo sviluppo.

L'efficienza energetica e lo sviluppo importante di energie rinnovabili, a basso o nullo impatto ambientale, sono dunque vie obbligate.

Tabella 1

POTENZIAMENTI DI GASDOTTI ESISTENTI E PROGETTI DI NUOVI GASDOTTI	Capacità (miliardi di mc/anno)
POTENZIAMENTI	
Potenziamento gasdotto TAG in Austria	6,5 in due fasi
Potenziamento gasdotto TTPC in Tunisia	6,5 in due fasi
Potenziamento gasdotto Greenstream in Libia	8
NUOVI GASDOTTI IN FASE DI REALIZZAZIONE	
IGI (interconnessione Grecia – Italia)	8
GALSI (Algeria – Sardegna – Toscana)	10 - 12
PROGETTI IN FASE DI STUDIO	
Progetto TAP (interconnessione Albania)	4 – 8
Progetto InterconneCTirol (interconnessione Italia – Austria)	Solo interconnessione
TOTALE	43 - 49

Tabella 2

TERMINALI GNL	Capacità annuale di rigassificazione prevista	Azionisti
Porto Tolle / Porto Viro Offshore (Rovigo)	8 miliardi mc/anno (autorizzato)	45% Exxon, 45% Qatar petroleum, 10% Edison
Brindisi	8 miliardi mc/anno (autorizzazione annullata)	British gas
OLT LNG Toscana Offshore (Livorno)	3,5 miliardi mc/anno (autorizzato)	IRIDE 30.5%, Endesa 30.5%, Belleli 23%, Golar 16%
Rosignano (Livorno)	8 miliardi mc/anno	70% Edison, 30% British petroleum
Gioia Tauro (Reggio Calabria)	12 miliardi mc/anno	49,5% Crossnet (Belleli), 25,5% Sorgenia (De Benedetti), 25,5% IRIDE
Priolo (Siracusa)	8/12 miliardi mc/anno	50% ERG, 50% Shell
Porto Empedocle (Agrigento)	8/12 miliardi mc/anno	ENEL
Taranto	8 miliardi mc/anno	Gas Natural
Zaule (Trieste)	8 miliardi mc/anno	Gas Natural
Trieste Offshore	8 miliardi mc/anno	Endesa
Ravenna Offshore	8 miliardi mc/anno	ENI
Monfalcone	8 miliardi mc/anno	Endesa
Porto Torres (Sassari)	2 miliardi di mc/anno	Endesa (?)
TOTALE	97/105 miliardi mc/anno	

Tabella 3

	2006	2007	2012	2015
PRODUZIONE NAZIONALE PREVISTA (1)	11	<u>10,1</u>	7	5,8
PRODUZIONE NAZIONALE EFFETTIVA (2)	11	<u>9,7</u>		
IMPORTAZIONI PREVISTE (1)	77,4	<u>88,8</u>		
IMPORTAZIONI EFFETTIVE (2)	77,3	<u>73,9</u>		
CAPACITA' IMPIANTI ESISTENTI ALL'AGOSTO 2006 (gasdotti + rigassificatore Panigaglia)	----	-----	92	92
CAPACITA' "MODELLO BERSANI" (3)	107	111	133	141
CAPACITA' AGGIUNTIVA GASDOTTI (POTENZIATI E/O NUOVI)	----	----	31/33	43/49
CAPACITA' AGGIUNTIVA TRE RIGASSIFICATORI (Rovigo, Livorno e Brindisi)	----	-----	19,5	19,5
Capacita' impianti esistenti all'agosto 2006 + capacita' aggiuntiva gasdotti	----	-----	113/115	124/130
Capacita' impianti esistenti all'agosto 2006 + capacita' aggiuntiva gasdotti + capacita' aggiuntiva tre rigassificatori	----	-----	132,5/134,5	143,5/149,5
DOMANDA PREVISTA (1)	88,4	<u>90,9</u>	103	108
DOMANDA EFFETTIVA (2)	84,4	<u>84,9</u>	----	-----
CAPACITA' MINIMA NECESSARIA (1)	88	93	111	118

Valori in miliardi di metri cubi

Note

(1) Secondo quanto previsto dalla "cabina di regia" del Governo Prodi, agosto 2006

(2) Dati del Ministero dello sviluppo economico, aggiornati al 31/12/2007

(3) Secondo quanto più volte dichiarato da Bersani, ministro dello sviluppo economico del governo Prodi, la capacità ottimale sarebbe del 20% superiore alla domanda effettiva. Si tratta di una valutazione chiaramente mirata a fare dell'Italia l'hub mediterraneo del gas.

PROGETTO DI API NÒVA ENERGIA S.R.L. E PIANO ENERGETICO AMBIENTALE DELLE MARCHE (PEAR)

Si osserva che non esiste alcuna coerenza tra quanto prevede il PEAR della Regione Marche ed il Progetto di realizzazione di un terminale off-shore di rigassificazione di gas naturale liquefatto (LNG) della Società API Nòva Energia S.r.l.

Il PEAR non fa alcun cenno sulla necessità di realizzare impianti di rigassificazione di qualsiasi tipologia.

A testimonianza si citano i seguenti passi del PEAR.

5.1.2 Offerta di energia nella regione Marche

Sul piano dell'offerta le Marche si caratterizzano per tre peculiarità:

1) una importante produzione di energia primaria, gas naturale, proveniente quasi totalmente dai pozzi off-shore e, in piccola parte, da alcuni pozzi in terraferma; questa produzione ha garantito per tutti gli anni 90 alla Regione un bilancio positivo in termini di energia prodotta rispetto a quella consumata. Negli ultimi anni la quantità di gas naturale estratta è venuta diminuendo, ma rimane comunque su valori di grande rilievo (...) Le riserve stimate garantiscono una produzione di oltre un decennio ai tassi attuali di emungimento. Contribuiscono alla produzione anche un certo numero di giacimenti isolati situati in terraferma la quantità di gas naturale estratta finora e quella che si prevede di estrarre fino all'esaurimento dei pozzi è assolutamente marginale, tanto da non giustificare in alcun modo la realizzazione di strutture fisse di trasporto: alcuni di questi pozzi sono sfruttati per produrre energia elettrica in loco mediante centrali mobili montate su skid (...) Esistono anche alcuni pozzi attualmente non sfruttati, ma le riserve stimate non superano l'1% di quelle estraibili in mare aperto. In generale i valori di producibilità elettrica dell'insieme di questi pozzi sono dell'ordine di alcune decine di GWh per anno, pari a circa lo 0.5% del consumo regionale. Il tutto in un orizzonte temporale di sfruttamento dell'ordine di un decennio.

3.3 Le disponibilità lorde

Dall'analisi aggregata delle disponibilità lorde, emerge come la Regione Marche negli anni 90, a parte una lieve flessione intorno al 1994, si sia caratterizzata per una produzione di fonti primarie che eccedeva le necessità per gli impieghi, grazie ai quantitativi di gas naturale provenienti dall'off-shore regionale. Negli ultimi anni il segno si è invertito a causa della diminuzione nelle quantità di gas naturale estratto.

Il PEAR, inoltre, ritiene che tale inversione di tendenza possa essere in parte ridotta con politiche di risparmio energetico, e in parte compensata con l'utilizzo di fonti rinnovabili e, per quanto riguarda l'energia elettrica, con il ricorso alla cogenerazione distribuita la quale, come noto, determina maggiori rese degli impianti e minore consumo di gas naturale.

Infine, il PEAR evidenzia la necessità di ripensare le modalità di formazione del **processo pianificatorio, nel quale, in nessun caso, si deve pensare ad una visione ispirata ad un liberismo di mercato... Di fatto il progetto di API Nòva Energia è in antitesi a questa visione!** In definitiva l'intero impianto del PEAR indica che una iniziativa come quella di API Nòva Energia risulta non in linea con i criteri e gli obiettivi della pianificazione energetica regionale.

Infine essendo il **oggetto proponente – API Nòva Energia S.r.l.** - distinto dal **gestore del sito di raffineria - API Raffineria di Ancona S.p.A.** - non c'è alcun nesso con l'attuazione degli eventuali piani regionali relativi all'area in questione che dovrebbero passare necessariamente attraverso l'attivazione degli accordi intrapresi con API Raffineria di Ancona S.p.A.. Tali piani, che attualmente si limitano alla confusa genericità del **Protocollo di Intesa** sottoscritto al momento del rinnovo della concessione (giugno 2003) per una strategia di evoluzione del sito nella direzione di "polo energetico ambientalmente avanzato" non parlano assolutamente di impianti di rigassificazione e, pertanto, il progetto di API Nòva Energia si caratterizza come una legittima

strategia imprenditoriale ispirata ad un liberismo di mercato ma in antitesi con l'impianto del PEAR e dello stesso Protocollo di Intesa che viene "forzato" unilateralmente.

RISCHI

In primo luogo **SI CONTESTA** quanto sostenuto dalla proponente che il Progetto "*non comporta aggravio di rischio ai sensi del D.lgs. 17/8/1999 n° 334 in materia di incidenti rilevanti*". Il convincimento del proponente è motivato dal fatto che "(...) *oltre alla nuova condotta (...) non sono previste altre nuove strutture, ma solo apparecchiature ausiliarie necessarie per l'adeguamento delle caratteristiche chimico-fisiche del gas alle specifiche di rete*" (Avviso al pubblico di API Nòva Energia su "Il Messaggero" del 20/6/2008).

A sommosso parere degli osservanti:

- sia la *condotta* del gas sia le *apparecchiature ausiliare* che risiederanno all'interno della raffineria API sono definibili come da art. 3 comma 1 lett. b del D.lgs. 17/8/1999 n° 334;
- l'art. 4 comma 1 lett. d del D.lgs. 17/8/1999 n° 334 **non esclude**, nel caso specifico, la condotta del gas dalla applicazione del Decreto poiché essa è situata al di dentro della raffineria API.

Pertanto si osserva che esiste un aggravio di rischio ai sensi del D.lgs. 17/8/1999 n° 334, il quale deve essere applicato!

Si osserva altresì che è del tutto assente nel SIA un capitolo specificamente dedicato alla problematica RISCHIO e ciò sembra quantomeno singolare sia per il passaggio della condotta del gas e la presenza di apparecchiature ausiliarie ad esso dedicate a stretto contatto con gli impianti della raffineria a rischio di incidente rilevante, sia per gli scenari – seppur "abbozzati" - riguardanti possibili dispersioni di gas.

Non viene dedicata una riga quantomeno per fugare dei dubbi, su scenari che prendano in considerazione anche varie quantità di dispersione del gas, in particolare:

- **perdita di gas dal riser;**
- **rottura o cattivo funzionamento della valvola sottomarina di sicurezza (Subsea Safety Isolation Valve, SSIV) tra la SPM e la sealine diretta a terra;**
- **incidente o incendio sulla torre;**
- **incidente o incendio sulla torre e cattivo funzionamento della SSIV;**
- **collisione tra metaniera o FSRU e altra nave** (circoleranno 41 navi in più – metaniera/FRSU - solo per il progetto di API Nòva Energia);
- **incendio e/o esplosione in raffineria e coinvolgimento della condotta e/o delle apparecchiature ausiliare necessarie per l'adeguamento delle caratteristiche chimico-fisiche del gas alle specifiche di rete;**
- **perdite della condotta al pontile e convogliamento di gas dal tubo interno attraverso l'annulus tra i due tubi verso il collettore per lo sfiato in torcia.**

Su questo ultimo possibile evento che interesserebbe la torcia quale struttura di sicurezza si sottolinea che essa svolge la stessa funzione anche per:

- blocco non programmato dei gassificatori dell'impianto IGCC – seppur secondo le normali procedure di messa in sicurezza – che determina un grosso carico di idrocarburi in torcia;
- blocco dei forni di raffineria e conseguente invio in torcia degli idrocarburi leggeri contenuti negli impianti...

... e sicuramente altri imprevisti di raffineria e IGCC per i quali la torcia rappresenta "la scappatoia" a pericolose sovrappressioni!

Il quesito che API Nòva Energia non si pone e non risolve per le Autorità di controllo è il seguente: **che cosa accade se una delle situazioni critiche di raffineria sopra menzionate si assommano al convogliamento in torcia anche del gas proveniente da una perdita della condotta del nuovo pontile?**

Ha il "sistema torcia" la capacità tecnica di affrontare una emergenza simile?

L'osservazione degli scriventi è supportata da quanto scrisse sulla problematica della **“idoneità del sistema torcia”** il Comitato Tecnico Regionale di Prevenzione Incendi delle Marche nel Verbale del 19/12/2006 *“Esito della sesta verifica semestrale della attuazione delle prescrizioni del CTR del 10/12/2002 da parte di API raffineria”* : << API dovrà presentare una relazione tecnica al CTR dimostrando in maniera univoca (progetto e verifica) che il dimensionamento della torcia è in grado di smaltire la massima portata di gas proveniente contestualmente dalla raffineria e dall'IGCC, senza superare i massimi valori di contropressione previsti dal progetto >>.

Il 30/5/2007 il Comitato Tecnico Regionale di Prevenzione Incendi delle Marche nel Verbale relativo al Rapporto di Sicurezza 2004 di API raffineria ha scritto: *“API fornisce lo studio di verifica del sistema torcia nel caso dell'emergenza “mancanza di energia elettrica” nei vari assetti previsti dello stabilimento, evidenziando come il sistema torcia della raffineria sia adeguato a ricevere gli scarichi che si instaurano durante l'emergenza esaminata e come nello studio sono state inoltre verificate le condizioni di scarico delle PSV in relazione alla contropressione che si originano a seguito dello scarico in torcia legato all'emergenza analizzata, che pur confermando l'idoneità dei dispositivi di protezione, ha comunque evidenziato la necessità di verificare un limitato numero di PSV esistenti in relazione alla tipologia di valvola installata. **Il CTR prescrive quanto segue: ogni volta che si dovessero realizzare modifiche, revamping, ecc. che possano incrementare gli scarichi in torcia dovrà essere effettuata l'analisi dei sistemi di torcia al fine di dimostrarne l'idoneità (...)**”*.

Altri rischi che a parere degli osservanti non sono stati presi in considerazione dal SIA sono **relazionati alle enormi quantità di gas liquido presenti sulle metaniere e/o FRSU.**

Per esempio si può escludere che in seguito al fluttuare della nave (a causa di una tempesta) si può arrivare a una variazione di stato, per cui il gas passa da liquido a gassoso all'interno della nave - anche se ci sono dei dispositivi per evitare questo fatto - e quindi si può arrivare a uno scoppio delle cisterne con fuoriuscita di nuovo del gas?

Si può escludere che questo gas fuoriuscito si vaporizza perché l'acqua di mare cede calore (e si vaporizza anche piuttosto rapidamente) e si formano nubi?

E queste nubi di gas possono incendiarsi in loco?

Possono, come tutte le nubi di questo mondo, essere trasportate dal vento?

Fino a che distanza? Possono incontrare gli impianti della raffineria API?

Insomma ancora una volta il pericolo dell'effetto domino in caso di incidente, cioè la reazione a catena da un impianto all'altro fino a coinvolgere la popolazione, esiste?

Quali sono le probabilità di accadimento?

A parere degli osservanti, DATO CHE TALI IPOTESI SONO STATE FORMULATE DA ALCUNI INGEGNERI SU UNA NOTA E SEGUITISSIMA TRASMISSIONE TELEVISIVA DELLA RAI, è grave che il SIA di API Nòva Energia non consideri in alcun modo la problematica che preoccupa la popolazione!

Non può infine essere ignorato il terrificante scenario incidentale giudicato pur sempre possibile, per quanto statisticamente improbabile, da un autorevole studio effettuato per il governo degli Stati Uniti e riportato nel recente libro di Piero Angela “la sfida del secolo – energia”.

Tale scenario prevede - in linea con il modello Fay citato nel Sandia Report - la fuoriuscita di circa un decimo del GNL di una metaniera che per un incidente o per un atto terroristico subisca una grave perforazione allo scafo.

”Per esempio, una grande nave metaniera, che trasporta 125 mila metri cubi di gas liquefatto a bassissima temperatura, contiene un potenziale energetico enorme. Se nelle vicinanze della costa, per un incidente, dovesse spezzarsi e rovesciare in mare il gas liquefatto, potrebbe cominciare una

sequenza di eventi catastrofici. Il gas freddissimo, a contatto con l'acqua di mare, molto più calda, inizierebbe a ribollire, a evaporare e formare una pericolosa nube. Questa nube di metano evaporatori marrebbe più fredda e più densa dell'aria e potrebbe viaggiare sfiorando la superficie marina, spinta dal vento, verso la terraferma. Scaldandosi lentamente la nube comincerebbe a mescolarsi con l'aria. Una miscela fra il 5 e il 15 per cento di metano con l'aria è esplosiva. Il resto è facilmente immaginabile. Se questa miscela gassosa, invisibile e inodore, investisse una città, qualsiasi (inevitabile) scintilla farebbe esplodere la gigantesca nube. La potenza liberata in una o più esplosioni potrebbe avvicinarsi a un megaton: un milione di tonnellate di tritolo, questa volta nell'ordine di potenza distruttiva delle bombe atomiche. Le vittime immediate potrebbero essere decine di migliaia, mentre le sostanze cancerogene sviluppate dagli enormi incendi scatenati dall'esplosione, ricadendo su aree vastissime, sarebbero inalate in "piccole dosi", dando luogo a un numero non calcolabile, ma sicuramente alto, di morti differite nell'arco di 80 anni. Si tratta di uno scenario assolutamente improbabile, ma non impossibile. “

Questo scenario prospettato da Piero Angela è basato su analisi e scenari quali sono analizzati appunto nel Sandia Report di cui sopra.

Il Sandia Report 2004 è sottotitolato "Guidance on Risk Analysis and Safety Implications of a Large Liquefied Natural Gas (LNG) Spill Over Water", ossia "Guida all'analisi di rischio e alle implicazioni di sicurezza di un ampio sversamento di Gas Naturale Liquefatto (LNG) sull'acqua".

Il rapporto è stato realizzato da Mike Hightower, Louis Gritzo, Anay Luketa-Hanlin, John Covan, Sheldon Tieszen, Gerry Wellman, Mike Irwin, Mike Kaneshige, Brian Melof, Charles Morrow, Don Ragland per Sandia National Laboratories.

Tale rapporto è stato commissionato dal dipartimento dell'Energia del governo Usa, come si legge nella premessa: "Sandia is a multiprogram laboratory operated by Sandia Corporation, a Lockheed Martin Company, for the United States Department of Energy's National Nuclear Security Administration under Contract DE-AC04-94AL85000".

Localizzazione dell'impianto per la correzione dell'Indice di Wobbe

Il SIA riconosce che la collocazione dell'impianto per la correzione dell'Indice di Wobbe (n. 4 compressori d'aria a doppio stadio) e dell'impianto di preriscaldamento per l'aggiustamento della temperatura è una soluzione che richiede **“opportuni spazi all'interno della raffineria”**. In particolare la soluzione richiede:

<<• spazio adeguato in raffineria.

- unità di compressione aria ad alta pressione (75 bar circa, 16.200 Sm³/h per 600.000 kg/h di GNL rigassificato).
- sistema di raffreddamento interstadio del compressore.
- un analizzatore dell'indice Wobbe del gas inviato alla rete (l'analizzatore e il sistema di prelievo campione dovranno essere ubicati all'interno di un cabinato climatizzato congiuntamente ad un misuratore di dew-point, un densimetro e un gas cromatografo).
- la connessione alla rete elettrica dell'impianto esistente ed una sottostazione>>.

Gli osservanti evidenziano che Comitato Tecnico Regionale di Prevenzione Incendi delle Marche nel Verbale della seduta del 19 Dicembre 2006 sopra menzionata ha scritto: << **Il CTR ribadisce le raccomandazioni di carattere generale di cui al Verbale del 23/5/2006 (...) (1) Tenuto conto del fatto che gli impianti della raffineria API di Falconara Marittima insistono su un'area estremamente ristretta ed in taluni casi la carenza di spazi disponibili ha costretto allo sviluppo di impianti in verticale, si ritiene opportuno che in futuro i nuovi impianti o ristrutturazioni vengano realizzati prevedendo isole impiantistiche opportunamente separate da strade di idonea larghezza tale da consentire l'accesso all'area degli automezzi di soccorso e le operazioni di manutenzione; le strade contribuirebbero altresì a ridurre il rischio di eventuale propagazione**

degli incendi da un'area all'altra. (2) All'interno di ogni nuova isola di futura realizzazione dovrebbero essere realizzati solo quegli impianti e relative tubazioni tali da poter essere messi fuori esercizio completamente durante le operazioni di manutenzione. Tale scelta permetterebbe di isolare gli impianti rispetto agli altri in caso di emergenza >>>.

Anche il Decreto del Direttore del Dipartimento Territorio e Ambiente n° 18/03 del 30/6/2003 con il quale è stata rinnovata la concessione alla raffinazione ad API raffineria di Ancona, all'art. 12 recita: *“Qualsiasi futuro sviluppo impiantistico e/o modifiche ed ammodernamenti di impianti e depositi non potranno prescindere dalla disponibilità di adeguati spazi che consentano il mantenimento di idonee reciproche distanze di sicurezza ai sensi della normativa vigente”..*

Dunque gli osservanti evidenziano una possibile criticità rispetto alla contiguità tra l'impianto per la correzione dell'Indice di Wobbe e gli impianti di raffineria esistenti, criticità non presa in considerazione dal SIA progettuale.

Infine si osserva la rilevanza della pericolosità sismica lungo il tracciato della condotta del gas, elemento non adeguatamente valutato nel SIA in termini di eventuali conseguenze.

Pericolosità sismica lungo il tracciato

Comuni	ZONA	I max registrata	Accelerazione di picco attesa (a _g)
Falconara M.ma	2	8	0,25 g

Tabella 3.1.5.2/C - Massima intensità registrata (I_{max}) e accelerazione orizzontale massima attesa (a_g) del suolo

TUTELA DELLA QUALITÀ DELL'ACQUA

Relazioni con il progetto

In primo luogo si osserva che non esiste una normativa completa che regoli tutti i tipi di emissione di impianti industriali ubicati in mare come può essere considerata la rigassificazione a mezzo FSRU.

Pertanto questi impianti sono potenzialmente pericolosi anche per le acque marine.

Sostanzialmente il SIA di API Nòva Energia è **evasivo e sottovalutativo** riguardo a:

- la presenza di cloro e/o rame e dei loro composti negli scarichi dell'impianto;
- il flusso di acqua fredda emessa dall'impianto;
- l'analisi sulla rumorosità dell'impianto industriale e sul suo impatto sulle popolazioni di cetacei residenti e migratori;

SOSTANZE ANTIFOULING

Gli sversamenti sono oggetto di specifici protocolli annessi alla Convenzione di Barcellona.

Il SIA di API Nòva Energia è evasivo quando descrive << l'utilizzo di sostanze antifouling (a base di cloro) all'interno dei circuiti impiantistici >>.

Al contrario, dovrebbe indicare chiaramente di quale composto si tratta.

Gli osservanti ritengono che potrebbe verosimilmente trattarsi di **ipoclorito di sodio** e, se confermato, si sottolinea che **l'ipoclorito è un composto organoalogenato appartenente al primo gruppo di sostanze citate all'Annesso I del Protocollo sul Dumping della Convenzione di Barcellona (in vigore dal 1978), sostanze di cui cioè è vietato lo scarico nel Mediterraneo.**

La ragione di tale divieto è ben nota, visto che da tempo si sa che **cloro e cloroderivati sono sostanze che possono avere pericolosi effetti ambientali.**

Le cifre recentemente presentate in occasione della III Conferenza Ministeriale Euro-Mediterranea (il Cairo, 20 novembre 2006) dal Piano d'Azione per il Mediterraneo, del Programma Ambientale delle Nazioni Unite (UNEP/MAP), sono piuttosto chiare: **l'inquinamento del mare, causato tra l'altro da sostanze come cloro e cloroderivati e da altre che derivano dalle emissioni delle industrie (petrol)chimiche, non solo sta danneggiando l'ecosistema marino ma costituisce un grave problema per la salute perché tali sostanze arrivano a contaminare, prevalentemente attraverso le reti alimentari, anche gli esseri umani.**

Da questo punto di vista **il SIA ignora totalmente il problema dell'impatto e della bioaccumulazione sull'ecosistema mare di un flusso continuo di acqua fredda clorata per varie decine di anni di attività dell'impianto.**

Non è semplice stimare i quantitativi di cloro utilizzati per queste attività. Per un rigassificatore progettato a Trieste si prevede l'uso di 788 tonnellate/anno di ipoclorito per un flusso medio di acqua di mare (sempre per gli stessi scopi di scambio termico) di 38 mila metri cubi/ora. Secondo il progetto di API Nòva Energia si prevede un flusso di 16.400 metri cubi/ora di acqua di mare: se si applicasse lo stesso rapporto flusso di acqua di mare/ipoclorito del rigassificatore di Trieste, verrebbero immesse circa 350 tonnellate/anno di ipoclorito o composti di cloro e/o rame. Considerata l'operatività dell'impianto (30 anni?), in questo periodo verrebbero rilasciate circa 10.500 tonnellate di ipoclorito o altri composti del cloro.

Si potrebbe certamente obiettare che gli **scarichi tipicamente industriali dell'impianto su nave FSRU di API Nòva Energia** non possono essere considerati alla stregua di un rifiuto trasportato allo scopo specifico del rilascio in mare (che più o meno è la definizione di dumping).

Tuttavia, certamente non è applicabile in questo caso né la normativa per gli scarichi delle navi (il cloro come il rame non derivano dalle normali attività di navigazione, ma proprio dalla natura industriale del sito) né quella degli scarichi da fonti terrestri (visto che siamo a 16 Km dalla costa).

Ad esempio, non pare che gli scarichi di un impianto industriale realizzato in alto mare siano compresi nelle fattispecie autorizzabili previste dall'articolo 104 del decreto legislativo n.152 del 3 aprile 2006.

Delle due l'una: **o quest'impianto non può scaricare i suoi reflui in mare, e quindi non può e non deve essere autorizzato, oppure si intende far passare il principio che in assenza di norme specifiche tutto è permesso.**

In altre parole, l'impianto industriale su nave FSRU in mezzo al mare non deve sottostare a una precisa normativa sugli scarichi in mare, visto che non sembrerebbero applicabili a questa fattispecie tutte le norme relative alla prevenzione del rischio ambientale dai siti industriali.

SCARICO ACQUE FREDDE

Gli osservanti evidenziano subito che **il SIA evidenzia soltanto il delta di T 6° C** descrivendo:

- *temperatura minima ingresso acqua mare 11°C;*
- *temperatura uscita acqua mare 5°C, delta T 6°C“.*

Il SIA omette di evidenziare il delta T tra le temperatura di ingresso ed uscita dell'acqua di mare – delta T 10°C - in quelle che descrive come *“condizioni ordinarie (temperatura acqua mare non inferiore a 15°C), il calore necessario alla rigassificazione viene interamente fornito dallo scambio termico con la stessa acqua mare (ciclo aperto): in questo caso, gli effetti ambientali sono connessi sia allo scarico in mare di acque fredde (contenenti anche sostanze biocide e anti-fouling)“.*

Agli osservanti risultano evasive e sottovalutative le seguenti valutazioni del SIA sulla problematica in oggetto, fino a toccare livelli onirici nell'ultimo periodo: *“Per quanto riguarda lo scarico di acqua di mare, fredda e contenente cloro e/o rame, questa può indurre, in un bacino ristretto e a ridotta profondità come quello Adriatico, interferenze ambientali di tipo e intensità diversi. Il tipo e la portata delle conseguenze di tale immissione a carico della comunità biologica*

sono poco note e dipendono in gran parte dall'estensione dell'area che risente in vario grado della immissione dell'acqua marina fredda: sono ipotizzabili, al riguardo, scenari ambientali diversi a seconda delle diverse condizioni idrodinamiche, la presenza di un termoclino con stratificazione del gradiente termico e variazione della densità in verticale, l'instaurazione di un flusso verticale/orizzontale, ecc.

In questo quadro assumono importanza la limitata entità dello scarico rispetto al volume del corpo recettore, la intermittenza dello scarico stesso, legato alla discontinua attività di rigassificazione e il sistema e le modalità di scarico delle acque fredde lungo la colonna d'acqua, studiato in modo da garantire una buona miscelazione.

Sono infine ipotizzabili ricadute positive sull'ambiente, fra cui un miglioramento dell'ossigenazione delle acque, in quanto la solubilità dell'ossigeno aumenta al diminuire della temperatura dell'acqua”.

Si osserva infatti che;

a parte la considerazione che il delta termico (come il carico di cloro trasportato da questo refluo) potrebbe non essere costante nel corso delle attività della nave, è evidente che l'impianto genererà un flusso non modesto di acqua di mare fredda e arricchita di ipoclorito o composti di cloro e/o rame.

Dalla letteratura scientifica nota, non pare affatto certo che l'effetto termico possa essere confinato, in ogni situazione ambientale, a breve distanza dall'impianto. E' probabile che non di rado si crei una “colonna” di acqua con densità e caratteristiche chimiche differenti dal corpo idrico circostante con la tendenza non a mescolarsi ma, più probabilmente, ad affondare (avendo verosimilmente densità maggiore rispetto a quella dell'acqua di mare) **e, raggiunto il fondo marino, a essere trasportata dalle correnti.** Nell'intervallo di temperature considerato (che tra l'altro, come sottolineato, omette il delta T di 10°C delle cosiddette *condizioni ordinarie*), infatti, la densità dell'acqua aumenta con il diminuire delle temperature e a ciò va aggiunto l'ipoclorito che aumenta il quantitativo di sale in soluzione e quindi la densità del liquido emesso dall'impianto. D'altra parte, la portata del flusso in questione non pare affatto trascurabile. Per altri rigassificatori (come quello del Golfo di Trieste), anche se in modo probabilmente incompleto e inesatto, si è comunque approntato un modello sulla diffusività delle emissioni in mare che escludono la miracolosa miscelazione prevista in questo caso!

Il rischio che occorre valutare (e che non sembra sia stato preso in minima considerazione) **è in quale direzione possa dirigersi una colonna (“plume”, in termini tecnici) di acqua fredda e arricchita di ipoclorito o altre sostanze antifouling a base di cloro e/o rame!.**

Occorre valutare il danno di un tale evento (non trascurabile, visto che l'ipoclorito è utilizzato per impedire la crescita di qualsivoglia organismo nelle condotte e nei cassoni della nave/impianto) **e la sua probabilità** (che dipende tra l'altro dalle caratteristiche del corpo ricevente, a cominciare dalle correnti marine, e del flusso dello scarico immesso in mare).

Per valutare tale probabilità sarebbe logico applicare modelli (che qui pare non siano stati applicati), possibilmente dopo aver verificato, con dati recenti e di dettaglio a livello di scala spaziale e temporale (almeno stagionale), il reale andamento delle correnti profonde della zona.

MOVIMENTAZIONE DEI SEDIMENTI

Per la posa della condotta (circa 16 km) che dovrà connettere il rigassificatore con la rete nazionale, saranno movimentati oltre 200 mila metri cubi di materiale.

La SIA assume che tutto il materiale smosso resterà *in situ* per ricoprire la condotta, ma ciò non sembra verosimile poiché ci saranno ovviamente fenomeni di risospensione dei sedimenti: le operazioni di scavo e rinterro, seppur eseguite secondo le migliori tecnologie come illustrato dal proponente, generano fenomeni di risospensione dei sedimenti; le parti più fini possono essere trasportate dalle correnti anche a notevole distanza per poi ridepositarsi sul fondo”.

La percentuale di sedimenti dispersa in questa attività dipende ovviamente sia dalle caratteristiche del sedimento stesso, sia dalle locali condizioni idrodinamiche: sedimenti fini (tipici della zona) e correnti forti favoriranno una maggiore dispersione del sedimento smosso. Ammesso che si disperda solo un 5 per cento del materiale movimentato, si tratterebbe di diverse migliaia di metri cubi di materiale.

Ai sedimenti movimentati di cui sopra, **dovrà essere inoltre aggiunto un quantitativo di materiale (difficile da precisare) che sarà disperso a seguito delle attività del terminale stesso.**

Si può identificare chiaramente una possibile causa di risospensione:

attività delle metaniere: in fase di esercizio, al normale traffico da e per il terminale di Falconara, si sommano oltre 40 arrivi di metaniere ogni anno. Le dimensioni di queste navi sono di circa 300 metri di lunghezza e 50 di larghezza; il pescaggio è notevole ed il fondale in prossimità del terminale varia tra i 30 e i 35 metri; è verosimile un contributo di questi mezzi ai fenomeni di risospensione”;

IMPATTO RUMORE SULLE POPOLAZIONI DI CETACEI RESIDENTI E MIGRATORI

Il SIA del progetto valuta che *“il sito dove verranno sviluppate le attività in progetto è ubicato in aree in cui le popolazioni di mammiferi marini presentano le seguenti caratteristiche:*

- *Il numero medio annuale di branchi di delfini in questa area e quindi la sua sensibilità, relativamente a quello di tutto l'Adriatico, è stato classificato nel complesso Medio/Alto.*
 - *Il numero medio annuale di delfini avvistati, valutato secondo i criteri sopra esposti, è stato classificato Elevato.*
 - *Da un punto di vista stagionale ed in relazione agli spostamenti interannuali, il periodo estivo (Maggio- Ottobre) è quello che mostra la maggiore presenza sia di branchi sia di individui.*
 - *Nel periodo invernale la zona mostra una presenza di cetacei Elevata e superiore a quella estiva.*
 - *Mediamente durante l'anno la zona è frequentata esclusivamente da tursiopi.*
- Nell'area sono state avvistate sporadicamente specie di cetacei che per l'Adriatico possono essere considerate occasionali (capodogli, balenottere)“.*

Si osserva che:

le emissioni sonore sono uno dei fattori di maggior disturbo, anche a largo raggio, per i cetacei ed i delfini e non sembra che la questione sia stata affrontata in modo specifico e, in assenza di dati sull'eventuale rumorosità dell'impianto, non è possibile effettuare alcuna valutazione.

E' noto che i cetacei ed i delfini sono molto sensibili alle modificazioni del clima acustico; nell'area di ormeggio della/e FSRU e/o metaniere sia la movimentazione marittima che le attività del terminale determinano un incremento dei livelli di rumore.

La situazione di maggior criticità si presenta nell'area di ormeggio ossia in corrispondenza del punto di arrivo, stazionamento e partenza di tutti i mezzi navali (navi metaniere, rimorchiatori, navi guardiane e piattaforma stessa); è ipotizzabile che i mammiferi marini ed in generale la fauna ittica, disturbata dalle alterazioni ambientali, possa modificare le traiettorie di passaggio e stazionamento per evitare l'area oggetto dei maggiori disturbi.

Tra l'altro, **in nessun documento del SIA è data alcuna informazione sulla rumorosità dell'impianto/nave industriale stesso. Purtroppo, l'assenza di precedenti non permette di fare alcuna stima né sull'intensità delle emissioni sonore dell'impianto né sulle frequenze di tali emissioni, mentre è noto che i cetacei ed i delfini possono appunto essere disturbati (con fenomeni che possono condurre fino allo spiaggiamento) da emissioni sonore di specifiche intensità e frequenze.**

EMERGENZE AMBIENTALI E BONIFICHE

Bonifica dei Siti Inquinati (D.Lgs. 152/06)

Siti di Interesse Nazionale

Nel SIA di API Nòva Energia si dice che *“Per quanto riguarda le opere a mare la prima parte della condotta sottomarina ricadrà all’interno del perimetro del SIN indicato in Fig. 1.3.2/1. Questa zona non è stata ancora oggetto di caratterizzazione, ma le campagne di misura di api nòva energia hanno evidenziato che, in quest’area, la zona interessata dalla posa è priva di qualunque superamento dei limiti di legge per tutti i parametri considerati”*.

Si osserva che l’ammissione da parte del proponente della non caratterizzazione della zona del Sito di Interesse Nazionale **depone a sfavore della posa della condotta del gas** e di qualsiasi altro intervento che interessi il fondale della zona dato che, attualmente, non è compiutamente conosciuta dagli Organi Tecnici e dagli Enti competenti l’esistenza di una eventuale contaminazione dei sedimenti del fondale marino nonché il grado e l’estensione della stessa anche a seguito dello sversamento di olio combustibile ATZ avvenuto nell’aprile del 2007.

Peraltro il proponente il progetto fornisce proprie analisi sulle caratteristiche chimiche e microbiologiche del sedimento interessato dalla posa della condotta del gas ed in prossimità della SPM che si riproducono per le relative osservazioni.

DESCRIZIONE CAMPIONE	U.M.	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12
Sostanza organica (come carb. org. tot.)	% s.s.	0.122	0.132	0.133	0.132	0.128	0.142	0.802	0.310	0.340	0.372	0.746	0.752
Azoto totale (come N)	% s.s.	0.012	0.014	0.013	0.013	0.013	0.014	0.082	0.032	0.036	0.037	0.074	0.074
Fosforo totale (P)	mg/Kg s.s.	292	231	245	291	320	356	607	579	571	575	595	548
METALLI PESANTI	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Arsenico	mg/Kg s.s.	7	9	12	8	7	8	10	9	12	9	9	14
Alluminio	mg/Kg s.s.	20860	23430	22967	22665	22027	23660	54229	33640	37600	38258	49097	55527
Cadmio	mg/Kg s.s.	0.1	0.1	0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	0.1	0.2
Cromo totale	mg/Kg s.s.	32	20	20	22	30	24	75	50	51	60	78	82
Mercurio	mg/Kg s.s.	0.0095	0.0100	0.0103	0.0135	0.0113	0.0153	0.0307	0.0250	0.033	0.0371	0.0879	0.0879
Nichel	mg/Kg s.s.	11	12	14	17	12	14	43	23	26	29	43	47
Piombo	mg/Kg s.s.	3.8	5.1	4.9	4.7	4.5	4.7	8.8	5.9	6.4	7.5	11.9	11.2
Rame	mg/Kg s.s.	4	5	5	4	4	6	23	8	9	10	18	20
Zinco	mg/Kg s.s.	24.8	22.4	23.9	24.2	22.2	25.0	66.6	40.0	43.1	47.6	68.0	74.2
PCB	µg/Kg s.s.	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	0.2	0.7	1.6	0.6
Pesticidi organoclorurati	µg/Kg s.s.	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	0.2	0.4	0.4	0.4	0.7	< 0.1
IDROCARBURI POLICICLICI AROMATICI	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Naftalene	µg/Kg s.s.	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	2.3
Acenaftilene	µg/Kg s.s.	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	1.2
Acenaftene	µg/Kg s.s.	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1
Fluorene	µg/Kg s.s.	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	1.1	1.5
Fenantrene	µg/Kg s.s.	0.7	0.9	1.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	1.5	1.5	2.7	3.0	6.0	7.2
% ARGILLA		1.27	2.10	1.28	1.95	2.08	2.49	44.19	13.04	19.53	13.17	32.29	34.23

Tabella 3.1.4.3/D - Caratteristiche chimiche del sedimento; i valori sono stati rilevati sul sedimento secco (s.s.) a 1065°C.

DESCRIZIONE CAMPIONE	U.M.	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12
Antracene	µg/Kg s.s.	0.1	0.1	0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	0.2	0.1	0.3	0.3	1.4	1.1
Fluorantene	µg/Kg s.s.	0.6	0.6	1.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	2.4	1.7	4.0	4.6	11.6	11.8
Pirene	µg/Kg s.s.	0.4	0.4	0.9	< 0.1	< 0.1	< 0.1	2.1	1.7	4.3	5.2	12.9	11.4
Benzo(a)antracene	µg/Kg s.s.	1.7	1.2	1.7	< 0.1	< 0.1	< 0.1	2.8	1.7	3.9	3.7	8.4	7.0
Crisene	µg/Kg s.s.	0.4	0.7	0.9	< 0.1	< 0.1	< 0.1	1.7	1.2	2.1	2.1	4.7	5.3
Benzo(b)fluorantene	µg/Kg s.s.	0.7	< 0.1	1.0	< 0.1	< 0.1	< 0.1	1.6	1.6	5.4	4.1	9.0	14.0
Benzo(k)fluorantene	µg/Kg s.s.	0.3	< 0.1	0.5	< 0.1	< 0.1	< 0.1	1.1	0.9	2.5	2.4	8.2	7.4
Benzo(a)pirene	µg/Kg s.s.	0.2	< 0.1	0.5	< 0.1	< 0.1	< 0.1	0.8	0.8	1.6	1.5	4.1	4.2
Indeno(1,2,3-cd)pirene	µg/Kg s.s.	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	3.2	2.3
Dibenzo(a,h)antracene	µg/Kg s.s.	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1
Benzo(ghi)perilene	µg/Kg s.s.	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	4.5	3.5
Sommatoria Idrocarburi Policiclici Aromatici	µg/Kg s.s.	5.1	3.9	7.8	< 0.1	< 0.1	< 0.1	14.2	11.2	26.8	26.9	75.1	80.2
Idrocarburi totali	mg/Kg s.s.	4.4	2.1	2.3	1.9	2.8	2.5	4.5	4.1	5.4	4.5	8	6.6
Coliformi totali	UFC/g s.s.	< 10	5.0 x10 ^{^1}	2.0 x10 ^{^1}	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	3.2 x10 ^{^1}
Coliformi fecali	UFC/g s.s.	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10
Enterococchi (Streptococchi fecali)	UFC/g s.s.	< 10	2.5 x10 ^{^1}	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10
% ARGILLA		1.27	2.10	1.28	1.95	2.08	2.49	44.19	13.04	19.53	13.17	32.29	34.23

Tabella 3.1.4.3/E - Caratteristiche chimiche e microbiologiche del sedimento; i valori sono stati rilevati sul sedimento secco (s.s.) a 1065°C; UFC= Unità Formanti Colonia (continua).

Si osserva che il proponente riconosce che “per molte sostanze si ha un modesto “picco” locale in corrispondenza dei punti S7 e S8 ubicati in prossimità dell’isola artificiale “.

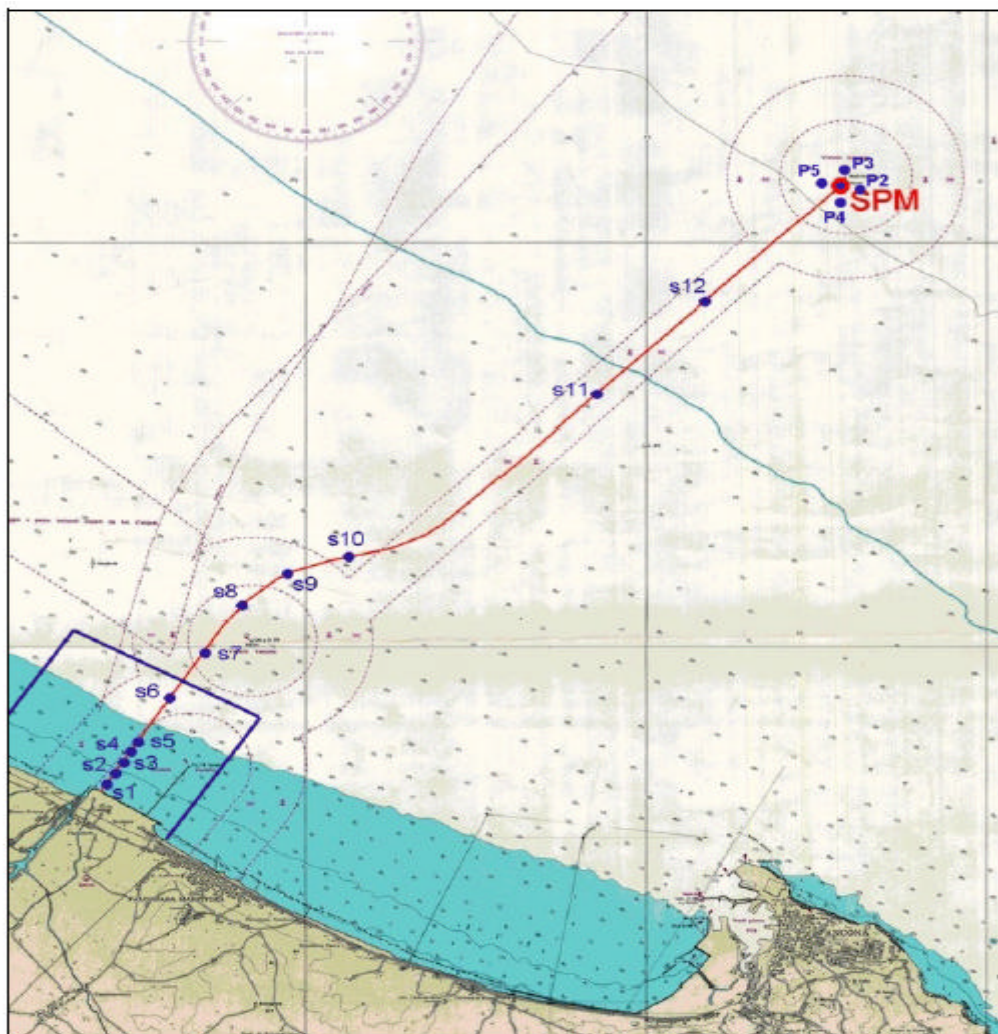
Riconoscimento parziale poiché nei punti campionati rispondenti all’area attualmente perimetrata SIN (campionamenti da S1 a S6) sono stati riscontrati significativi valori di **CROMO, NICHEL, ARSENICO, PIOMBO, ZINCO, FENANTRENE, BENZO(K)FLUORANTENE, BENZO(A)PIRENE, IDROCARBURI TOTALI.**

Inoltre i valori/picco riscontrati nei punti campionati esterni alla attuale area SIN devono indurre a non attuare interventi prima della definitiva valutazione di ampliamento dell’area SIN, della sua caratterizzazione e della decisione di intervento di bonifica.

A tale proposito si ricorda che il Decreto 26/2/2003 del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio “Perimetrazione del Sito di Interesse Nazionale di Falconara M.ma” all’art. 1 recita:

“ L’attuale perimetrazione non esclude l’obbligo di bonifica rispetto ad eventuali , ulteriori aree che dovessero risultare inquinate e che attualmente, sulla base delle indicazioni degli Enti locali, non sono state individuate con il presente Decreto. La perimetrazione potrà essere modificata con Decreto del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio nel caso in cui dovessero emergere altre aree con una possibile situazione di inquinamento, tale da rendere necessari ulteriori accertamenti analitici e/o interventi di bonifica “.

Si riproduce la mappa del SIA sui punti di campionamento:



.1/1 - Ubicazione dei punti di campionamento

Pontile di approdo

A tale riguardo gli osservanti contestano la costruzione del **pontile di approdo** il quale “sarà realizzato parallelamente al pontile di torcia esistente ed avrà una lunghezza di circa 120 m. Sarà di una larghezza di circa 7.5 m onde permettere, oltre all’approdo della linea gas da 28”, anche l’approdo di ulteriori linee, in vista di una ottimizzazione, anche ambientale, delle strutture esistenti. Sarà realizzato con campate di 10 m, ad eccezione di quella necessaria a superare la strada e la scogliera, che sarà di circa 18 m. Per esigenze dettate dall’installazione delle condotte marine, all’estremità del pontile verrà realizzata una piattaforma di dimensioni 30 m x 10 m (...)”. Infatti il pontile di approdo insisterebbe sull’area del SIN della quale la stessa API Nòva Energia, nel corso dei campionamenti, ha individuato sedimenti contaminati da idrocarburi e metalli pesanti. Si ricorda altresì che il pontile di torcia esistente (di fianco al quale verrebbe installato il nuovo pontile) è stato costruito nel 1997 cioè alcuni anni prima del rinvenimento del pesante inquinamento da idrocarburi di tutta l’area della raffineria (2000) e prima dell’individuazione del Sito di Interesse Nazionale (2003).

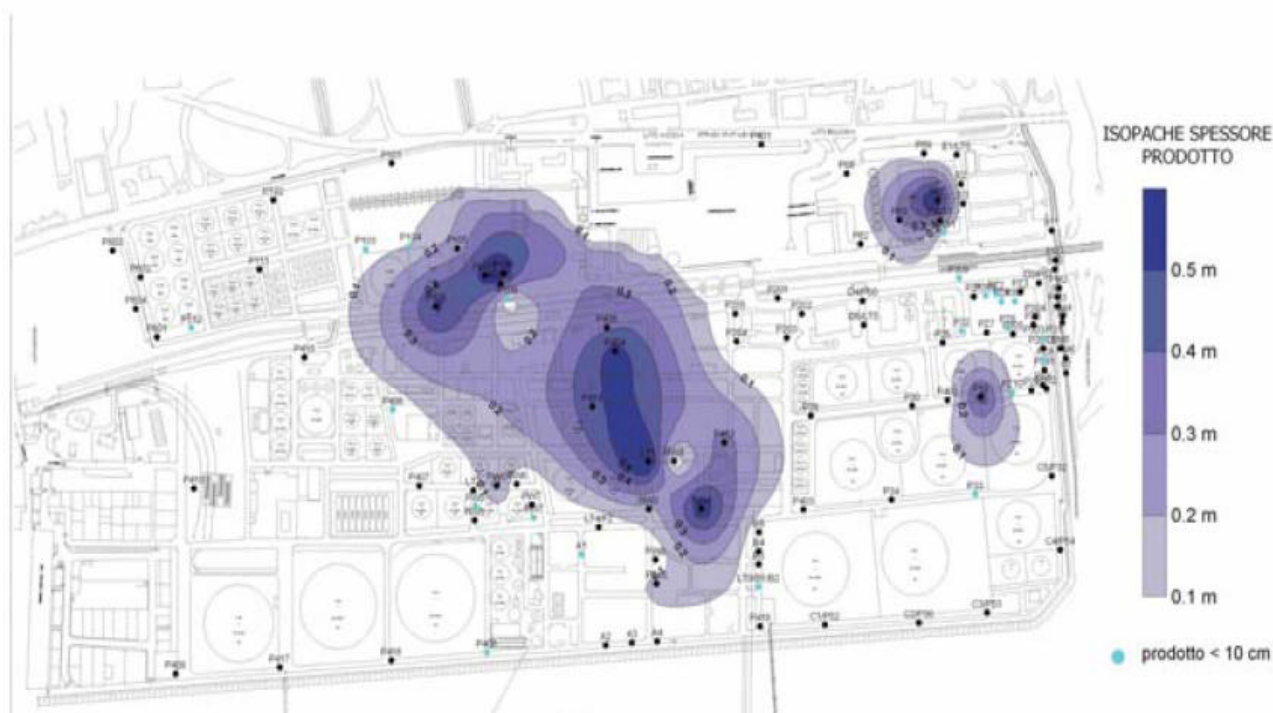
CONDOTTA A TERRA DEL GAS

Si osserva che mentre per la condotta a mare viene indicata la “*profondità di interrimento di 1 m. per l’intera lunghezza (circa 16 km) ad eccezione del tratto su pontile lungo circa 120 m. ove sarà incamiciata in un doppio tubo*” per la “*condotta a terra interrata della lunghezza complessiva di 2,610 km*” **non viene indicata la profondità di interrimento!**

E’ questo un aspetto rilevante poiché il tracciato della condotta interessa il suolo della raffineria API sottoposto a caratterizzazione, messa in sicurezza e bonifica per la presenza di contaminazione da idrocarburi. In particolare la condotta del gas attraversa anche l’area a fianco del serbatoio TK 56 e del Deposito Nazionale che, per quanto di conoscenza degli osservanti, sono interessati da una contaminazione da idrocarburi (immagine tratta da Rapporto Ambientale API del 2002).

Figura 12

Spessore apparente di prodotto surnatante (novembre 2001)



A tale proposito nella Conferenza dei Servizi decisoria dell’11/1/2005, il Direttore Generale per la Salvaguardia Ambientale del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio ha affrontato la problematica degli “*Interventi urgenti e realizzazione di opere all’interno dell’area perimetrata del Sito di Interesse nazionale di Falconara M.ma*”. In quella sede è stato stabilito che “*per quanto riguarda gli interventi di ristrutturazione effettuati in aree in esercizio, fermo restando l’obbligo per i soggetti titolari di aree inserite nel perimetro di procedere alla messa in sicurezza d’emergenza nei tempi previsti dal DM 471/99 e alla caratterizzazione delle matrici ambientali (suolo, sottosuolo, acque superficiali e sotterranee), possono essere effettuati mentre sono in corso le predette attività gli interventi **che non interferiscono con il suolo, il sottosuolo, le acque superficiali e sotterranee e che non rischiano di compromettere i successivi interventi di bonifica.*** Sono di conseguenza esclusi da tale fattispecie di interventi quelli che comportano scavi, quali

*installazione di serbatoi e vasche interrato (...) In riferimento poi all'effettuazione di scavi anche di limitata entità finalizzati all'installazione di qualsiasi struttura impiantistica in un'area produttiva interna al perimetro si stabilisce che all'interno dell'area perimetrata, gli interventi di natura edilizia che modificano lo stato dei suoli possono essere effettuati solo dopo che sia stata accertata la conformità di detti suoli ai limiti di concentrazione massima ammissibile di cui alla tabella 1 del DM 471/99, in funzione della specifica destinazione d'uso dell'area. **Pertanto gli scavi in questione possono essere fatti soltanto a valle della caratterizzazione.** (...) A tal fine dovranno essere presentati dai soggetti titolari delle aree appositi Piani di caratterizzazione da sottoporre all'iter istruttorio ed approvativi in atto per i siti di bonifica di interesse nazionale “.*

La nota della Direzione Generale per la Salvaguardia Ambientale del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio del 18/04/2008 – Prot. DSA-2008-0011088 – a firma del Dott. Gianfranco Mascazzini, relaziona sullo “Stato degli interventi di messa in sicurezza d'emergenza, caratterizzazione e bonifica del sito do competenza API raffineria di Ancona S.p.A.”.

Nel capitolo Caratterizzazione la Relazione scrive:

*“L'area di stabilimento è caratterizzata da un inquinamento da idrocarburi legato alle attività di raffineria. In particolare i risultati analitici relativi al Piano di Caratterizzazione (Fase II) evidenziano i seguenti superamenti rispetto alle tabelle dell'allegato 1 del DM 471/99:
? suoli: superamenti diffusi sull'intera area per quanto riguarda idrocarburi pesanti e leggeri, Pb tetraetile e BTEX (...)*

Bonifica dei suoli

*La Conferenza dei Servizi decisoria del 7/3/2006 ha deliberato di chiedere all'Azienda di rielaborare, sulla base della validazione dei dati e della rivisitazione dei risultati della caratterizzazione alla luce della validazione medesima, il Progetto preliminare di bonifica relativo al complesso delle aree risultate contaminate, sulla base di una serie di prescrizioni. La medesima Conferenza dei Servizi decisoria , ritenendo non condivisibile il metodo adottato dall'azienda di procedere all'applicazione dell'analisi di rischio separatamente per il suolo superficiale e per la falda in quanto non rappresenta la situazione effettiva data dalla concomitanza dei due aspetti, ha deliberato, inoltre, di chiedere all'Azienda di rielaborare l'analisi di rischio, valutando contestualmente tutti i reparti interessati. La Conferenza dei servizi decisoria del 4/6/2007 ha deliberato di confermare la richiesta all'Azienda di trasmettere, entro 30 giorni dalla data di ricevimento del verbale, il Progetto di bonifica dei suoli. **Ad oggi non risulta essere stato trasmesso alcun elaborato in merito al Progetto di bonifica dei suoli dell'area in esame “.***

Gli osservanti ritengono che di fronte alla non ottemperanza di cui sopra non sia autorizzabile alcun intervento – nello specifico l'interramento della condotta del gas – su suolo e sottosuolo dell'area contaminata da idrocarburi della raffineria API di Ancona!

AREA AD ELEVATO RISCHIO DI CRISI AMBIENTALE (AERCA) DICHIARATA CON DELIBERA C.R. N.305 DEL 01/03/2000

Per quanto riguarda l'Area ad elevato rischio di crisi ambientale, entro il cui perimetro l'opera a terra è interamente collocata, il PIT ed il PTC individuano tra i possibili scenari di assetto territoriale *La delocalizzazione dei “detrattori ambientali” dalla costa* mentre il nuovo pontile a ridosso della torcia si va ad aggiungere all'esistente.

L'analisi delle condizioni di criticità evidenzia alcune situazioni di particolare complessità sulle quali l'opera in oggetto va inevitabilmente ad interferire.

Nel Piano di risanamento dell' AERCA si pone in evidenza la criticità delle aree a mare:

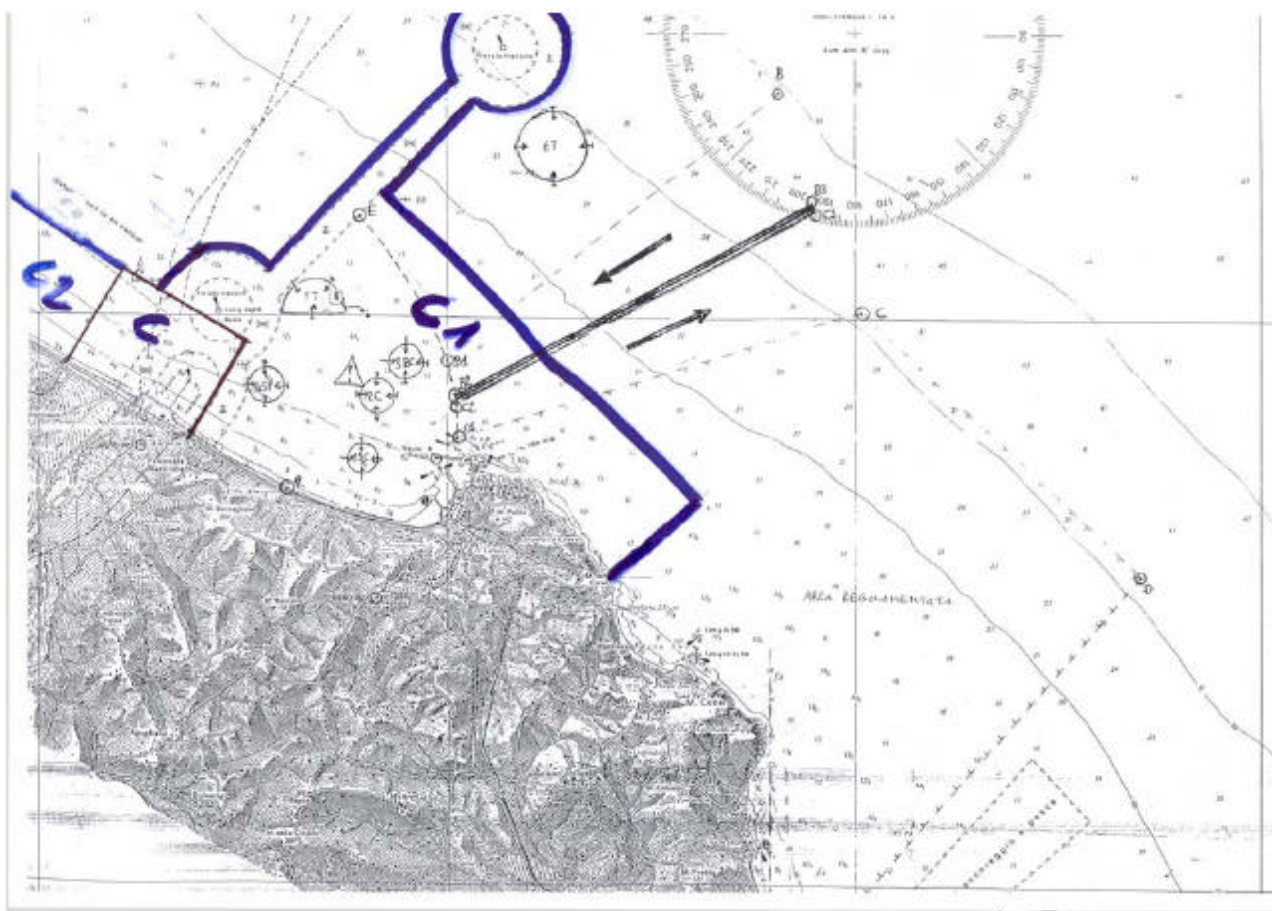
3.3.3.2 La perimetrazione di altre aree marine costiere prospicienti l' AERCA

Gli esiti della fase conoscitiva hanno evidenziato, oltre alla questione sopra posta del "sito Nazionale", una serie di criticità connesse all' area marina antistante il territorio dell' AERCA che possono essere così sintetizzate:

- inquinamento delle acque marine costiere e dei sedimenti con particolare riferimento alle aree antistanti la ex Montedison, la Raffineria API e il Porto di Ancona;
- erosione costiera e conseguenti esigenze di difesa della costa;
- sicurezza delle infrastrutture portuali con particolare riferimento ai terminal petroliferi di API Raffineria anche in relazione al rischio ambientale derivante da sversamenti di prodotti petroliferi;
- sicurezza della navigazione marittima;
- monitoraggio integrato dello stato delle acque marine costiere.

Con il determinante contributo dell' Autorità Portuale e della Capitaneria di Porto sono state censite e cartografate tutte le aree marittime sensibili e, sentita l' ARPAM per ricomprendere le aree del monitoraggio della qualità delle acque marine, è stata individuata la delimitazione riportata nella figura che segue, che individua le aree marine contigue: "C1", prospiciente il porto di AN e la costa, "C2" Esino, lungomare di Marina di Montemarciano.

L' esigenza di avere a disposizione dati georeferenziati in possesso esclusivo dell' Istituto Idrografico della Marina (al quale è stata formalizzata la relativa richiesta di acquisizione) ha impedito ad oggi la costruzione di un adeguato supporto cartografico. Lo schizzo che segue evidenzia le linee condivise per la perimetrazione dell' area contigua costiera.



Tra le azioni e gli interventi previsti dal Piano di Risanamento Ambientale dell'AERCA (D.C.R. n.172 del 09/02/05) non si riscontra alcun riferimento a rigassificatori, impianti navi FSRU o ad altri impianti dedicati al trasporto di prodotti infiammabili.

Ciò è evidente se si considera che il Piano di Risanamento dell'Area ad Elevato Rischio di Crisi Ambientale ha come finalità primaria la riduzione delle condizioni di criticità e delle pressioni sull'ambiente, accanto alla necessità di impedire che si generino nuove situazioni di criticità.

ASSOCIAZIONE COMITATO QUARTIERE VILLANOVA

Loris Calcina

ASSOCIAZIONE "COMITATO DEL QUARTIERE FIUMESINO

Franco Budini

ASSOCIAZIONE L'ONDAVERDE

Carlo Brunelli