



Udine, 20 settembre 2014

Ministero dell'Ambiente
Direzione generale per le valutazioni ambientali
Divisione II
DGSalvaguardia.ambientale@pec.minambiente.it

Oggetto: valutazione di impatto ambientale relativa al progetto: “Terminale di stoccaggio, rigassificazione e distribuzione del GNL di piccola taglia nel porto di Monfalcone e opere connesse” – osservazioni di Legambiente del Friuli Venezia Giulia onlus.

In merito al progetto che prevede la costruzione e l'esercizio di un terminale di stoccaggio, rigassificazione e distribuzione del GNL ed opere connesse nel porto di Monfalcone, presentato dalla società Smart Gas S.p.A. e pubblicato in data 22/07/2014, Legambiente del Friuli Venezia Giulia onlus intende esprimere le proprie osservazioni in qualità di portatore di interesse, in base alla normativa vigente.

PREMESSA

Come ricordato con forza anche recentemente dalla Banca Mondiale, le conseguenze economiche e sociali del riscaldamento globale stanno diventando sempre più evidenti: nel lungo termine saranno molto significative, ma anche nel breve-medio termine l'impatto potrebbe essere importante, a causa dell'evidente accentuazione degli eventi climatici estremi.

Pertanto Legambiente considera una priorità l'inquadramento di tale progetto in uno scenario energetico complessivo, valutandone la coerenza o meno con l'impellente, assoluta, prioritaria urgenza di contenere l'aumento, più rapido del previsto, dell'effetto serra e, quindi, dei gas climalteranti (CO₂ e CH₄ in primis).

Di conseguenza, ad una prima analisi del progetto, appaiono elementi fondamentali da valutare:

- L'effettivo beneficio sulle emissioni, dipendente sia dalla tecnologia (estrazione + depurazione + liquefazione + trasporto + rigassificazione o altro trasporto) sia dal tipo di giacimento di gas naturale approvvigionato (convenzionale o non convenzionale);
- L'effettiva sostenibilità economico-finanziaria trattandosi di un progetto per molti aspetti “irreversibile” e, quindi, l'effettiva necessità dell'opera;
- L'impatto sull'ambiente in senso stretto, per le sue implicazioni anche a livello di mitigazione delle varie forme di inquinamento e di interferenza, ma anche l'impatto sulle ricadute occupazionali di settori che risentono della qualità e “quantità” delle componenti ambientali.



CONSIDERAZIONI GENERALI

In quale quadro, strategico o meno, si inserisce questo intervento?

20 anni fa il rigassificatore proposto da SNAM significava (oltre all'apertura di un nuovo spazio di attività energetica per la SNAM stessa) avviarsi verso una fase di transizione energetica (maggiore uso di gas rispetto ad altri prodotti), diversificazione delle fonti di approvvigionamento e, a livello locale, un vantaggio sanitario determinato dal passaggio a gas della centrale termoelettrica di Monfalcone.

Oggi l'iniziativa di Smart Gas è una legittima iniziativa industriale-commerciale che, operando nel mercato libero del gas, si propone di portare vantaggi economici ai propri soci (che dovrebbero essere prevalentemente territoriali) e quindi avrebbe il significato di consolidare il sistema produttivo locale.

Per Legambiente FVG l'iniziativa non ha alcun significato strategico in materia energetica perché non è collegata ad alcuna logica di risparmio ed efficienza energetica o di sviluppo delle fonti rinnovabili. Non è inoltre, allo stato attuale, collegata in alcun modo alla trasformazione o cessazione dell'utilizzo del carbone e alla riconversione della centrale termoelettrica che potrebbe, da un certo punto di vista, costituire una compensazione strategica e locale per eventuali impatti negativi.

L'iniziativa può avere una qualche coerenza con l'incerta Strategia energetica nazionale in quanto possibile stimolo al ribasso del mercato del gas e diversificazione delle fonti di approvvigionamento. In tale quadro è da valutare, a scala ridotta, la coerenza del progetto Smart Gas con il progetto 6.19 dell'elenco dei "Project of common interest" approvato dalla UE il 14 ottobre 2013 e che prevede nel nord adriatico un rigassificatore dalla capacità prevista di 8 miliardi di m³/anno, uno stoccaggio di 280.000 m³ di GNL e navi in transito della max capacità di trasporto di 145.000 m³. L'inserimento del progetto Smart Gas in questo quadro potrebbe aprire lo spazio per una partecipazione finanziaria europea tramite bando.

L'intervento di Legambiente FVG in sede di VIA non parte quindi da pregiudizi, né negativi né positivi, e si limita quindi ad evidenziare gli impatti ambientali, anche nelle loro correlazioni rispetto al territorio coinvolto.

L'intervento infatti non è solo un insediamento in una zona industriale a ciò dedicata, ma implica trasformazioni territoriali ed effetti di carattere molto più ampio: i principali dei quali sono quelli sul mare, sul paesaggio e sulla organizzazione portuale. Su questi aspetti il bilancio dell'intervento non può risolversi in maniera negativa.

Il progetto di un rigassificatore si inserisce in un quadro energetico nazionale in cui:

- I consumi, anche di gas naturale, stanno diminuendo ormai da parecchi anni, vuoi per la perdurante crisi economica, vuoi per il contributo crescente delle FER (Fonti di Energia Rinnovabile) e per un certo aumento dell'efficienza energetica;
- Tutte le proiezioni per il futuro inducono a pensare che non ci sarà un significativo aumento dei consumi energetici, sopperiti e sostituiti da un incremento delle FER
- I 3 rigassificatori operanti in Italia agiscono ad attività ridotta (2 su 3, Panigaglia e Livorno sono quasi fermi, quello di Rovigo che si rifornisce dal Qatar lavora sui 2/3 della capacità); i motivi sono piuttosto evidenti: da una parte la riduzione dei consumi energetici in generale, e quindi anche del gas e l'assurdità che i rigassificatori beneficino di particolari "trattamenti" di favore



per quanto riguarda la remunerazione dell'investimento (cfr. doc. ENEA), ed inoltre ai rigassificatori è riconosciuta una "capacità di rigassificazione" indipendente dalle quantità effettivamente rigassificate. Anche questo è uno degli aiuti alle fonti fossili e un utilizzo distorto di risorse economiche pubbliche;

- In ogni caso la prevista importazione di "shale gas" dagli Stati Uniti, la cui estrazione ha impatti molto rilevanti come dimostrano ormai numerose esperienze all'estero, basterebbe da sola ad inficiare e a rendere poco credibili i propositi di contenimento delle emissioni climalteranti, più volte citato nei documenti del progetto. Molti studi sono concordi nel sostenere che l'estrazione di gas da scisti (Shale gas), provochi significativi rilasci in atmosfera di metano (gas 33 volte più climalterante della CO₂) e pertanto sia da considerarsi, da questo punto di vista, più impattante del carbone;
- E' generalmente condivisa la convinzione che il mercato dei prodotti petroliferi, e quindi anche del gas, è molto instabile (sembra che nel 2013 i contratti effettuati dai vari Paesi europei si stiano allineando o quasi - "Relazione annuale 2013 del GME (Gestore Mercati Energetici)"). Pertanto, le dichiarazioni dei proponenti, secondo cui si dà per scontato di poter ottenere forniture di gas naturale ad un prezzo inferiore del 10% a quello del mercato, peraltro mai dichiarate nei documenti progettuali, costituisce un'incognita discriminante che può pregiudicare il senso dell'iniziativa imprenditoriale stessa.

CONSIDERAZIONI SULL'INTEGRAZIONE DEL PROGETTO NEL TERRITORIO

- Coerenza con gli elementi di programmazione: il rigassificatore si presenta come un intervento scollegato dagli strumenti di pianificazione del Porto di Monfalcone, in quanto l'ultima variante al PRP risale al 1979 e va tenuto conto che sono già state espresse le linee guida per la redazione del nuovo PRP che sono in una fase ancora iniziale, ma che non prevedono tale intervento. Allo stesso modo, il progetto non sembra coerente con l'attuale PRGC di Monfalcone. Sembra sensato ristabilire la sussidiarietà relativamente agli assetti pianificatori, dove un progetto come quello in discussione sia sottoposto all'obbligo di rientrare nella pianificazione generale e non viceversa.
Si ritiene peraltro che il PRP debba essere sottoposto ad una VAS (Valutazione Ambientale Strategica) e che in quella sede vadano anche valutati di elementi di riferimento per una eventuale accettabilità di un intervento come quello del rigassificatore proposto da Smart Gas
- Connessione con la centrale T.E. A2A: non sarebbe comprensibile la presenza di un rigassificatore senza la riconversione a gas naturale della centrale termoelettrica attualmente alimentata a carbone e in esercizio da oltre quarant'anni. L'ipotesi è oltretutto prevista nel recente studio della Commissione provinciale istituita ad hoc.



OSSERVAZIONI TECNICHE

Quadro di Riferimento Programmatico

Cap. 2, Par. 2.1 – Sviluppo sostenibile e contenimento delle emissioni

Comma 2.1.1.

Stante che l'impianto – come riportato nella Sintesi Non Tecnica, Par. 2.4 a pag. 20, – non sarà operativo prima di 4 anni, però (cfr. QRProgr. a pag. 5): “a valle di alcuni interventi sul sito, ad oggi in progetto o comunque previsti, ma non ancora implementati (dragaggio del porto a – 12,50 m - ndr)” della durata prevista di almeno altri 2 anni (cfr. CSIM “Presentazione opere di approfondimento fondali del porto e del canale di accesso per la procedura di VIA”), occorre immaginare quali saranno gli scenari dopo il 2020.

E' plausibile che al 2021 la transizione attraverso il gas naturale dalle fossili alle rinnovabili debba lasciare il posto a scelte più drastiche (cfr: .The Deep Decarbonization Pathways Project dell'Institute for Sustainable Development and International Relations (IDDRI), 07/2014).

Stante l'impellente necessità di contenere l'effetto serra tutti i documenti citati paiono manifestamente sorpassati ed inadeguati. Occorre far riferimento ormai, a scenari che vadano oltre il 20-20-20, se non si vogliono rivedere ogni anno politiche, strategie, investimenti e bilanci, non solo economici.

Comma 2.1.2.

Il piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile (CIPE, 12/1993) ha prodotto o per lo meno facilitato il proliferare di centrali CCTG con i problemi di overcapacity ben noti e non proprio positivi. Idem dicasi per la Legge 120/2002 citata nel Progetto.

Va valutata l'opportunità/necessità di un rigassificatore in alto Adriatico.

Comma 2.2.2.

Il Progetto fa riferimento alla S.E.N. 2013, ampiamente citata anche in un recente studio dell'ENEA di cui si riportano alcuni passaggi in nota¹.

¹ ENEA “FONTI RINNOVABILI E RETE ELETTRICA IN ITALIA - Considerazioni di base e scenari di evoluzione delle fonti rinnovabili elettriche in Italia” (2014) nel quale, a proposito della S.E.N. si legge: Relativamente agli scenari di lungo termine, nella sua Energy Roadmap 2050 [13] l'Unione Europea ha assunto l'impegno di ridurre entro il 2050 le emissioni di gas a effetto serra dell'80-95% rispetto ai livelli del 1990. La quota di produzione da FER prevista a tale data è del 75% del consumo energetico finale lordo, con una percentuale nella produzione elettrica pari al 97%. L'Energy Roadmap 2050 europea si pone quindi come estremamente aggressiva nel propugnare la totale de-carbonizzazione del settore energetico, rispetto per esempio a scenari predisposti da Organismi internazionali, come la IEA, che pure ha recentemente spostato il suo baricentro dai combustibili fossili alle rinnovabili. Più recentemente, la SEN ([1]) del 2013 ha ulteriormente recepito gli obiettivi europei, spingendosi anzi oltre, visto il recente forte sviluppo in particolare dell'impiego in Italia di energia solare fotovoltaica. In particolare, la SEN si propone di raggiungere anzi superare gli obiettivi definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020 (il cosiddetto “20-20-20”). La previsione SEN al 2020 è di un'incidenza rinnovabile pari al 23% sui consumi energetici primari; nel settore elettrico la SEN si attende che le rinnovabili raggiungano o superino i livelli del gas, portandosi a conseguire una quota di circa 35-38% di consumi (rispetto al 23% del 2010), portandosi a 120-130 TWh/anno. Con tale contributo, la produzione rinnovabile diventerà la prima componente del mix di generazione elettrica in Italia, al pari del gas. Degno di nota il fatto che la SEN vada a fissare un quadro che, dagli obiettivi di breve durata, al 2020, si spinge a prefigurare l'evoluzione del sistema al 2050, mettendosi quindi al passo con le analisi internazionali che fissano tale data come termine per il completamento della transizione energetica, caratterizzata da una significativa e de-



In questo contesto si rileva il seguente passaggio:

*“Nell’ambito delle iniziative individuate dalla SEN necessarie a rendere l’Italia un “mercato competitivo del gas e hub Sud-Europeo viene individuata quella di “Realizzare nuove infrastrutture strategiche, con particolare riferimento a **capacità di stoccaggio** (per soddisfare le esigenze di punta in erogazione, favorire il buon funzionamento del mercato e garantire elevati livelli di sicurezza di approvvigionamento) e a terminali GNL (per assicurare sufficiente capacità di import, **soprattutto per operazioni spot**)”.*

Ciò a significare la non necessità di aumentare le capacità di approvvigionamento (semmai di diversificarle) e il carattere di eccezionalità del ricorso al GNL.

Cap. 7 par. 7.1 Analisi dell’opzione zero

Nello Studio di Impatto Ambientale Quadro di Riferimento Progettuale, da pag.70 a pag.72 viene effettuata l’analisi dell’opzione zero, utilizzando affermazioni piuttosto generiche sulle migliori caratteristiche del gas liquido rispetto ad altri combustibili e sulla diversificazione delle fonti di approvvigionamento; non viene fatto alcun cenno ai problemi legati al rilascio di metano, il cui effetto serra è rilevante, durante le attività di trasformazione/movimentazione del GNL.

Inoltre non si fa cenno alle incognite legate alla presenza di mercurio nella zona interessata all’escavo del canale di accesso al porto, né alle incognite legate al fatto che nella documentazione proposta non vi è un’analisi del rischio legata alla movimentazione delle gasiere ed agli altri mezzi di trasporto che il proponente vorrebbe utilizzare per la distribuzione del gas liquido.

In sostanza, la valutazione dell’“opzione zero”, risolta in 2 pagine, è estremamente sommaria e priva di veri elementi di valutazione oggettiva. Pertanto, dal nostro punto di vista, la valutazione dell’opzione zero non corrisponde a quanto richiede il D.Lgs. 152/06 e successive modifiche, in particolare l’art. 22 comma terzo lettera d) del D.Lgs. 152/2006 e successive modifiche: “d) una descrizione sommaria delle principali alternative prese in esame dal proponente, ivi compresa la cosiddetta opzione zero, con indicazione delle principali ragioni della scelta, sotto il profilo dell’impatto ambientale”.

Cap. 7 par. 7.2 Analisi delle alternative

Mancanza comparazioni con alternative progettuali

Si rileva una mancanza di comparazioni con alternative progettuali. Nello Studio di Impatto Ambientale Quadro di Riferimento Progettuale, da pag. 72 a pag. 80, a nostro avviso, nella documentazione presentata dal proponente vi è una descrizione del progetto senza una realistica analisi comparativa con altre opzioni, non viene spiegato quali sarebbero gli effetti se il progetto non venisse realizzato, né vengono presentate, almeno per sommariamente, soluzioni alternative dal punto di vista tecnologico, ad esempio: perché una scelta onshore rispetto offshore, se è stata valutata una scelta di rigassificazione su nave quale la FSRU (Floating Storage Regasification Unit, analoga all’OLT di

carbonizzazione. La previsione SEN al 2050 è quindi di un contributo rinnovabile di almeno il 60% dei consumi finali lordi, con livelli più elevati nel settore elettrico (oltre il 75% e fino al 90%) in accordo con l’Energy Roadmap 2050 europea. E’ previsto anche un incremento sostanziale del grado di elettrificazione, che dovrà interessare anche i trasporti e il riscaldamento, tramite la diffusione di pompe di calore. Degno di nota il fatto che le rinnovabili iniziano a essere viste anche in chiave di potenziale di esportazione, dato che gli investimenti attesi nel mondo nel periodo 2012-2035 sono dell’ordine di 6.000 miliardi di dollari, di cui 1.300 in Europa.



Livorno).

La comparazione delle localizzazioni non analizza soluzioni, anche di tipo onshore, che permettano di evitare la realizzazione di una banchina di scarico GNL praticamente a fianco del canale di accesso al porto; le 2 alternative proposte sono palesemente irrealistiche, come evidenziato peraltro dallo stesso proponente. In sostanza quindi manca l'analisi comparativa delle possibili scelte quantomeno in forma sommaria, inclusa una differente localizzazione dell'impianto, della cassa di colmata e del molo di attracco. Riteniamo pertanto che vi sia una carenza nelle motivazioni che hanno spinto il proponente a scegliere il progetto che è stato presentato.

Quadro di Riferimento Progettuale

Par. 2.1 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO E NATURA DEI SERVIZI OFFERTI, Par. 6.1.5 Sistemi di Distribuzione del GNL e Par. 10.7 TRAFFICO MEZZI

Distribuzione GNL

Come riportato nel documento, "Il Terminale avrà una capacità di rigassificazione di 800 milioni di m³/anno di gas naturale; inoltre, il progetto prevede la possibilità di stoccare e distribuire GNL liquido per ulteriori 1,33 Mm³/anno".

Da pag. 129 a pag. 132 il proponente dichiara quali sono i traffici mezzi stimati per l'esercizio dell'impianto. Per la parte di traffico marino suppone di utilizzare le gasiere della capacità massima pro - posta, cioè 125.000 m³, ciò si traduce in un traffico di 22 gasiere all'anno a cui devono sommarsi altre 62 gasiere da 3.500 m³ e 6 da 9.000 m³. Per l'approvvigionamento e la distribuzione, il traffico complessivo corrisponde a 90 gasiere/anno, che hanno un sicuro impatto sull'operatività del porto di Monfalcone, considerato che le gasiere possono approcciare la banchina solo una alla volta, come specificato nella Relazione Tecnica Generale.

Tale situazione va raffrontata a quanto riportato a pag. 273-274 dello STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE, dove si parla dell' "Interferenza con il Traffico Marittimo (Fase di Esercizio)"; l'affermazione: "Complessivamente si avrà un incremento di traffico si stimato in circa 90 transiti/anno che rappresentano il 12.5% dell'attuale traffico afferente al Porto di Monfalcone. In considerazione delle caratteristiche del paraggio e del Porto e delle sue dotazione infrastrutturale si ritiene che l'interferenza con il traffico marittimo sia di lieve entità." Tale affermazione, essendo di natura meramente quantitativa, pare viziata da soggettività e non tiene nella dovuta considerazione il diverso impatto sulla navigazione di una gasiera rispetto ad una nave che trasporta ad esempio cellulosa o materiale ferroso.

Circa il 20% del gas liquido destinato alla distribuzione (267.000 m³) dovrebbe essere veicolato attraverso autobotti criogeniche di volume pari a 50 m³. per un traffico di circa 5400 camion annui (pari a 18 mezzi/giorno per 300 giorni lavorativi, come riportato nel progetto, anche se un calcolo più corretto dovrebbe essere 22 mezzi/giorno per 250 gg, in considerazione del divieto di circolazione di mezzi pesanti il sabato). A fronte di tale traffico di mezzi pesanti, si ritiene necessario sviluppare uno studio di area vasta sulle interferenze sul traffico stradale e sulla sicurezza; in particolare si segnala la criticità della tratta autostradale della A4 compresa tra il casello di Fogliano-Redipuglia e Lisert, costituita da un sus -



seguirsi di curve che terminano con una barriera autostradale.

Infine circa il 60% della distribuzione GNL (801,000 m³/anno) dovrebbe essere veicolato attraverso ferro cisterne; in particolare l'affermazione che : "Ipotizzando treni con capacità di trasporto pari a 500 m³ (10 ferrocisterne da 50 m³ ciascuna), si stima il transito di circa 1,600 treni/anno (= 6,4 treni/giorno x 250 gg)", non tiene in debito conto la capacità di gestione traffico del nodo ferroviario di Monfalcone. Per tale motivo si ritiene necessario sviluppare uno studio di area vasta sulle interferenze sul traffico ferroviario e sulla sicurezza, considerando che la linea ferroviaria a Monfalcone passa molto vicina all'abitato in zone densamente popolate.

Cap 4 – Descrizione del Porto di Monfalcone

Il Q.R. Progettuale mette in confronto l'opera con Piano Regolatore del Porto in vigore, nè tiene conto degli indirizzi formulati dalla Regione per la redazione del nuovo PRP, per il quale sono stati presentati recenti studi di aggiornamento/adequamento infrastrutturale. Il progetto viene collocato sull'area senza considerare le strategie di strumenti pianificatori sovraordinati con i quali si dovrebbe, perlomeno, confrontare.

Cap 2 Par. 2.3 – Caratteristiche del metano importato

Per quanto in premessa si chiede di ipotizzare da quali giacimenti proverrà il GN, essendo forte e diffusa la preoccupazione che si tratti di gas da scisti; sia il QRProgett. sia la RELAZIONE TECNICA GENERALE non contengono elementi in merito, ma a pag. 7 del QRProgett. si citano, tra i Paesi di possibile provenienza, gli USA, che notoriamente si preparano all'esportazione di shale gas. A questo proposito si riportano in nota a piè di pagina alcuni riferimenti a documenti che mettono in dubbio il beneficio reale in termini di riduzione di gas serra tramite impiego di GNL da scisto².

Cap 5 Par. 5.1 – Mercato italiano del gas naturale

Si fa notare che stiamo assistendo, ormai dal 2008, ad un crollo del mercato, confermato dai dati dei primi 7 mesi del 2014 dal Bollettino Petrolifero del MISE (sezione Gas Naturale) con, in particolare,

² Qual Energia.it "Un mezzo di trasporto a gasolio fa meno male al clima di uno a metano?", 18/04/2014, di cui si riportano alcuni passaggi: Due nuovi studi confermano come si sia finora sottostimato il problema delle fughe in atmosfera di gas nelle fasi di estrazione e trasporto. Con un potere climalterante 33 volte superiore a quello della CO₂, se si tiene conto delle perdite in atmosfera, il metano, specie quella da scisti, potrebbe non essere migliore per il clima rispetto ad altri combustibili. Se guardiamo solo al processo di combustione, il gas è indubbiamente la fonte fossile con meno emissioni climalteranti: una centrale a gas emette circa la metà della CO₂ rispetto a una a carbone e un'auto a metano produce gas serra e altre emissioni nocive in misura molto minore di una a gasolio. Se si guarda però all'intero ciclo di vita emerge un aspetto che ridimensiona di molto i vantaggi del gas: quello delle fughe in atmosfera nell'estrazione e nel trasporto. Il metano, infatti, ha un potere climalterante decine di volte superiore a quello della CO₂, anche se ha un tempo di permanenza in atmosfera pari a un decimo di questa. Per l'esattezza, secondo studi recenti, ha un effetto sul riscaldamento globale di 33 volte superiore a quello della CO₂ sui 100 anni e 105 volte maggiore sui 20 anni. Due nuovi studi portano nuovi elementi a conferma di come la questione delle fughe di gas sia stata finora ampiamente sottostimata. In uno, pubblicato su Proceedings of the National Academy of Sciences, si mostra come da alcuni pozzi per l'estrazione di shale-gas negli Usa derivano emissioni di metano in atmosfera da 100 a 1000 volte più consistenti di quanto ipotizzato finora dall'EPA, l'agenzia governativa Usa per la protezione ambientale. In un secondo report, pubblicato a metà febbraio su Science, si fa una revisione della letteratura scientifica, concludendo che il volume delle perdite di gas da pozzi e infrastrutture è molto più alto rispetto alle stime EPA, fino ad arrivare a dire che, se si tiene conto di queste emissioni in atmosfera, guidare un veicolo a gas è peggio per il clima che girare con un'auto diesel.



forte diminuzione del GNL.

Si noti che la capacità di rigassificazione dei 3 terminali esistenti ed il loro livello di utilizzo nei primi 7 mesi del 2014 sono i seguenti:

- Panigaglia: capacità di 3,4 Gm³, quasi fermo;
- Cavarzere (RO): capacità di 8 Gm³, attualmente a circa il 50% della capacità;
- Livorno (offshore su gasiera): capacità di 3,75 Gm³, totalmente inattivo.

Pertanto, in questo momento, risulta una capacità non utilizzata di oltre 10 G m³ (miliardi di m³)!

La diminuzione dei consumi è un fatto incontrovertibile: fonti rinnovabili (FER), in particolare nella generazione di energia elettrica, ma anche negli usi termici (biomasse) e, finalmente, l'aumento dell'efficienza negli usi finali e gli interventi di isolamento degli edifici faranno registrare stabilmente una diminuzione dei consumi, e non solo in Italia, come ben noto.

Non è azzardato stimare un 2,5% medio di minor consumo annuo, pari a 1.750 milioni di Sm³ in meno.

A questo si aggiunge una perdurante crisi che, comunque, anche quando finirà, difficilmente riporterà i consumi del settore industriale ai livelli pre-crisi a causa di:

- a) ulteriore, continua crescita – anche se modesta, considerando l'attuale assetto normativo e incentivante nazionale – delle FER, in particolare elettriche, con ulteriore riduzione della domanda di gas;
- b) utilizzo in rapida espansione dell'Additive Manufacturing (A.M. = stampaggio in 3D anche di componenti e prodotti finiti realizzati in varie leghe metalliche) (vedi art. di GB Zorzoli su QualE - nergia, giu-lug. 2014);
- c) riduzione degli sprechi e maggiore efficienza in tutti i settori (industriale e dei servizi, in particolare nella GDO)

Per quanto sopra va valutata la necessità/convenienza di ulteriori importazioni.

Par. 5.2 – Mercato della distribuzione del GNL

L'incremento auspicato nel consumo di metano (GNC e GNL) per l'autotrazione e per il naviglio mercantile non giustificherebbe altri rigassificatori, ma suggerirebbe diverse strategie (politiche) di utilizzo dei rigassificatori, attualmente non accessibili, pare, a Fornitori Terzi, e un adeguamento delle infrastrutture e dei sistemi di trasporto del GNL, peraltro già in fase avanzata di sviluppo e di utilizzo a livello commerciale in molti Paesi europei e non.

In questo ambito paiono esserci occasioni di investimenti da parte dei privati.

Par. 10.6 UTILIZZO DI MATERIE PRIME E RISORSE NATURALI –

10.6.1 Fase di Realizzazione, si chiede di valutare altre alternative per la messa a dimora di una parte dei fanghi onde ridurre le dimensioni della diga foranea.

Ad esempio si ritiene molto gravoso l'impiego di materiali da cava, circa 900.000 m³, di cui alla tabella qui riportata e tratta dal QR Progettuale, pag. 127, e di altri materiali da costruzione, destinati quasi unicamente per la cassa di colmata e le opere a mare:



Tabella 10.12: Utilizzo di Materiale di Cava in Fase di Cantiere

Opera	Volume [m ³]
Banchina di accosto	113,300
Diga Foranea	488,000
Cassa di colmata	78,000
Diga di sottoflutto	194,000

Inoltre, all'impiego di materiali da costruzione, oltre che alla realizzazione di tutte le opere civili ed elettromeccaniche è associato un impiego di energia (da fonti fossili), che dovrebbe essere quantificato.

Quadro di riferimento Ambientale

Cap 5.4 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione

Non viene considerata la possibilità di dover ricorrere a interventi successivi di dragaggio per la manutenzione del canale di accesso al porto per il mantenimento delle batimetrie di progetto.

Studio di manovrabilità

Cap 1 Introduzione

A pag.3 lo studio riporta: “Le metaniere (aventi lunghezza fuori tutto massima di circa 300 m) saranno ormeggiate con prua rivolta verso Sud, al fine di garantire, in condizioni di emergenza, il disormeggio e il rapido allontanamento dall'area portuale”. In tale contesto non è specificato se per effettuare la manovra deve essere prevista la costante disponibilità dei rimorchiatori in prossimità della nave gasiera, la qual cosa potrebbe costituire un'interferenza con il normale traffico portuale.

Sempre a pag. 3 si afferma: “Le risultanze di tale documento potranno essere utilizzate quale base per la definizione di eventuali ordinanze per la gestione delle navi in arrivo e partenza al terminale, che saranno comunque analizzate in dettaglio con le Autorità competenti durante le successive fasi di sviluppo del progetto”. In realtà la valutazione dei vincoli alla gestione del traffico portuale dovrebbe essere effettuata in questa fase, per le evidenti implicazioni relative all'accessibilità al porto e per un'adeguata valutazione dei rischi connessi all'impianto.

Cap. 4.1 Vento

A pag 6 si analizzano le caratteristiche del vento nel sito . A tal proposito non si comprende se è stato analizzato l'effetto tipico del vento locale denominato BORA, caratterizzato da una velocità media non molto elevata ma da raffiche di vento impetuose che, quantomeno nella zona di Trieste superano anche i 120 Km/h. Considerato che il punto di attracco alla banchina è esattamente perpendicolare ai venti di Bora, quindi la peggiore posizione possibile in termini di spinta laterale del vento sulla nave ormeggiata, tale posizione sembra inadatta ad ospitare una nave gasiera di grandi dimensioni.



Cap. 5.1.4 Servizio di rimorchio

A pag.11 si riporta: *“Il servizio di rimorchio verrà effettuato sia in arrivo sia in partenza secondo le determinazioni dell’Autorità Marittima. Dovrà essere eseguito con un numero idoneo di rimorchiatori di adeguata potenza, indicativamente 3 o 4 con una potenza di almeno 50 tonnellate di tiro.”* Si sottolinea che la *“Society of International Gas Carrier and Terminal Operators (SIGTTO)”* nelle sue linee guida LNG Ports – Risk Reduction Options suggerisce di determinare la potenza di tiro del rimorchiatore in base al calcolo della forza massima che agisce sulla nave in condizioni di massimo vento e massima grandezza della nave. Si chiede di chiarire adeguatamente i calcoli effettuati per determinare le caratteristiche del “Servizio rimorchio”.

Appendice A – Manovra di approccio alla banchina

Nella Sintesi non tecnica, a pag.9, si legge che il bacino di evoluzione della nave gasiera ha uno sviluppo complessivo pari a 950 m ed una larghezza variabile da 450 m ad 280 m. Si fa presente che le linee guida della SIGTTO indicano che il bacino di evoluzione deve avere un diametro di due o tre volte la lunghezza della nave, quindi indicativamente dai 600 ai 900 metri, che non pare considerato nella documentazione disponibile.

Inoltre si rileva che la larghezza del canale di 114 m per una lunghezza di 5480 m. non corrisponde alle indicazioni della SIGTTO, secondo le quali la larghezza del canale dovrebbe essere almeno 5 volte la larghezza della nave (nel progetto la larghezza del canale è invece circa due volte e mezza quella della gasiera).

Rapporto Preliminare di Sicurezza per la Fase di Nullaosta di Fattibilità (NOF)

Utilizzo dell’impianto nella distribuzione GNL:

le aree che nel **Layout Apparecchiature figura 6.3** sono indicate come aree *“ferrocisterne”*, **nell’allegato al NOF 1.C.1.6.1 - Mappa delle conseguenze**, sono denominate come aree di *“futura espansione”*. Pertanto l’analisi dei rischi non considera affatto l’attività di distribuzione di GNL tramite Ferrocisterne e Camion criogenici, pur se il progetto fa esplicito riferimento a tale funzione. Viene totalmente ignorata questa modalità operativa dell’impianto, che ha un palese effetto sulla sicurezza, in particolare durante le attività di carico.

1.C.1.6.2 Analisi di Sicurezza

Evento 1 – Rilascio di GNL sul ponte della nave:

Il proponente dichiara che *“Si prevede che attraccino al terminale 22 metaniere all’anno. Si è quindi considerato cautelativamente un numero di attracchi pari a 34, valore superiore del 50% circa per tenere conto di un eventuale maggiore utilizzo del terminale. Considerando che lo scarico di ogni nave duri al massimo 15 ore, la frequenza è stata calcolata su un numero di 510 ore annue (34 navi x 15 ore), periodo in cui gli scenari incidentali possono realmente essere possibili, pari al 6% delle ore totali dell’anno”.* Considerato che in altre parti del progetto viene esplicitamente dichiarato che per la distribuzione del GNL verranno impiegate 62 gasiere da 3.500 m³ e 6 da 9.000 m³, il numero delle ore impiegate per l’effettivo utilizzo del terminal è palesemente sottostimato, con effetti evidenti sul calcolo



della frequenza eventi incidentali.

1.C.1.6 STIMA DELLE CONSEGUENZE DEGLI EVENTI INCIDENTALI:

Si segnala che, almeno nelle TABELLE in elenco, vi sono discrepanze fra i valori singoli ed il totale:

Tabella 32: *colonna Jet Fire / Pool Fire e Dispersione*

Tabella 35: *Esplosione*

Tabella 36: *Esplosione e Dispersione*

Altri errori dello stesso genere sono riscontrati in diverse altre tabelle, che si omettono per brevità.

1.C.1.6.2 Analisi di Sicurezza

Evento 2a – Rilascio di GNL dalla condotta di trasferimento dal pontile al limite di impianto in fase di scarico della nave gasiera:

A pag. 91 viene riportato: *“Si evidenzia che al verificarsi di un evento incidentale l’operazione di scarico da gasiera viene immediatamente sospesa, e la nave immediatamente allontanata allo scopo di evitare qualsiasi coinvolgimento nell’evento stesso. Lo scenario non comporta quindi insorgenza di effetti domino”. Questo, in termini di sicurezza, implica che durante le operazioni di scarico della nave gasiera il canale di accesso deve esser tenuto sgombero per l’eventuale manovra di allontanamento dalla banchina; questo quindi costituisce un notevole vincolo alle attività portuali.*

Relazione paesaggistica

Cap 9.3.2 Valutazione del Grado di Incidenza del Progetto

Due Serbatoi di 60x36 m di altezza più una Torcia che arriva a 73 m + Nuova Cassa Colmata di 350.000 m² per un volume di dragaggio (in situ) pari a circa 2.800.000 m³ pongono un problema paesaggistico e non da meno una significativa variazione della linea di costa (Vincolo paesaggistico - Territori costieri Art. 142 Comma 1 Lettera a del D.Lgs. 42/04). L’affermazione secondo cui “L’analisi è stata focalizzata sulle opere a maggior impatto percettivo ossia le opere a mare e il Terminale. Si ritiene che la percezione visiva degli impianti di linea in una veduta d’insieme del loro contesto paesaggistico (in seriti in zone con vegetazione arborea schermante ed in prossimità di altri impianti simili) sia poco significativa” sia quantomeno superficiale.

Infatti le opere a mare e il Terminale hanno notevoli dimensioni ed essendo visibili a distanze significative, comportano un impatto significativo sul paesaggio.

L’impatto paesaggistico ed ambientale della cassa di colmata, che va ad estendersi in un tratto di mare prospiciente la costa duinese, è evidente, anche perché determina una significativa estensione della zona portuale. E’ ipotizzabile una soluzione per ridurre drasticamente la superficie e per renderla meno impattante (in futuro si prevede la pavimentazione per la creazione di piazzali a uso portuale), contenendo l’estensione verso il largo, utilizzando la darsena inutilizzata e in parte già riempita di sedimenti e l’attuale cassa di colmata, e disperdendo una parte dei sedimenti (opportunosamente sottoposti a caratterizzazione) in mare aperto in una delle aree destinate a tale scopo.



Sintesi non tecnica

Cap 2 Caratteristiche e motivazioni del progetto

Si ravvisa la mancanza di un piano economico-finanziario dell'opera. Gli aspetti finanziari ed economici assumono particolare rilevanza per un'opera infrastrutturale che inizierà l'attività dopo il 2020 e che dovrebbe operare per almeno 25 anni ed in un contesto in rapido mutamento.

Inoltre, come affermato nella Sintesi Non Tecnica, Par. 2.1, “*Per quanto riguarda il GNL, l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico..., nel documento per la consultazione ha proposto di confermare il sostegno allo sviluppo delle infrastrutture di rigassificazione di GNL mediante il riconoscimento di un incremento del tasso di remunerazione per i nuovi investimenti, prevedendo contestualmente l'introduzione di incentivi volti a massimizzare il valore dei servizi erogati dall'impresa (incentivi di tipo output based), sulla base del criterio di selettività degli investimenti.*” non è chiara la dimensione e la provenienza degli stessi.

Quindi si chiede di conoscere quali eventuali opere saranno a carico di Enti Pubblici e se l'impianto avrà accesso a particolari agevolazioni pubbliche (tassi agevolati, detrazioni fiscali, detassazioni, compensazioni, ecc.).

Cap 5.1 IMPATTI E MISURE DI MITIGAZIONE IN FASE DI COSTRUZIONE

Par. 5.1.5 Vegetazione, Flora, Fauna ed Ecosistemi

Viene affermato che: “*Una ulteriore interferenza sarà connessa alla presenza di fanerogame marine (in particolare Zostera e Cymodocea) nelle aree in cui saranno costruite le opere a mare, in quanto la realizzazione delle opere a progetto comporterà la rimozione (nel caso dei dragaggi) o l'occupazione (nel caso delle altre opere a mare) del fondale e, pertanto, la perdita di tale habitat. Occorre segnalare tuttavia che, seppur le superfici interessate dal progetto siano significative, l'impatto sulla componente può essere considerato di media entità in quanto:*

- *le aree in questione sono comunque caratterizzate da una densità di habitat inferiore rispetto alle altre aree costiere;*
- *la superficie complessiva di habitat sottratto permanentemente è comunque una percentuale modesta rispetto alla presenza complessiva di habitat presente in area vasta lungo le coste friulane;*
- *come già evidenziate il dragaggio associato al progetto in esame avverrà a valle di un'altra fase di dragaggio oggetto di un altro progetto e, pertanto, è ragionevole assumere che le al momento dell'avvio delle attività oggetto del presente studio non siano più caratterizzate dalla presenza di fanerogame.”*

Non si condividono tali considerazioni conclusive in quanto:

- Non corrisponde al vero che il problema si autorisolve con il dragaggio a 12,50 m perché gli interventi di dragaggio previsti dal progetto Smart Gas riguardano una cospicua area destinata alle manovre di evoluzione delle navi gasiere, la parte relativa alla nuova banchina (141.000 m²) e l'occupazione da parte della nuova Cassa di Colmata (350.000 m²), interventi che determinerebbero la perdita di tale habitat.



Cap 5.2.7 Aspetti socio economici e infrastrutture

Non viene valutato l'impatto alla limitazione alla nautica da diporto, molto significativa sul territorio, legato al traffico di gasiere nel canale di accesso.

Appendice G - studio di riqualificazione paesaggistica e ambientale

- L'intero progetto di riqualificazione, se inteso nei suoi propositi di conservazione di habitat naturali, sembra aggiungere poco agli elementi di naturalità già presenti. Gli interventi progettati (canali, isolotti, barene...) dovrebbero perlomeno essere assoggettati ad una documentata analisi di fattibilità, valutando i delicati aspetti idrodinamici che riguardano il canneto e le possibili interferenze sia con l'area a mare che con quella portuale.
- Non si ritiene sensata la realizzazione di un centro visite, sia per il sovradimensionamento rispetto alla realistica possibilità di fruizione, sia in relazione alla fallimentare esperienza di simili centri visita (vedi centro visite Caneo, Paludario Doberdò del Lago, Konver). Si ribadisce che l'obiettivo di tali interventi deve essere la conservazione e non la creazione di ulteriori infrastrutture.
- In base alla documentazione fornita dallo stesso proponente, in particolare nell'Allegato **1.C.1.6.1 Mappa delle conseguenze**, l'evento 2a "Rilascio di GNL dalla condotta di trasferimento dal pontile al limite d'impianto in fase di scarico della nave gasiera", interessa una parte non trascurabile del percorso pedonale identificato: in base a questa motivazione si sottolinea l'inopportunità di individuare il percorso pedonale in prossimità dell'impianto. Analoga situazione si può intravedere in relazione alla collocazione della torre di osservazione dell'avifauna, a ridosso della linea ferroviaria sulla quale dovrebbero transitare le ferro cisterne (Fig. 1. Organizzazione generale e preliminare dell'area minima di tutela prevista.)

Il Presidente di Legambiente FVG
Elia Mioni