

PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLE RETI DI TRASPORTO DI GAS NATURALE 2016-2025

Documento di controdeduzione alle osservazioni ricevute nell'ambito della consultazione

Premessa

Il presente documento è stato redatto al fine di rispondere alle osservazioni ricevute dai soggetti interessati, pervenute per tramite dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) a mezzo posta elettronica certificata (PEC) in data 23 febbraio 2017, prot. 0007293, relative al Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto di gas naturale 2016-2025 (di seguito "Piano").

Riferimenti normativi

In data 18 agosto 2015 è entrata in vigore la legge 29 luglio 2015, n. 115 che all'art. 26 modifica quanto previsto all'art. 16 del d.lgs. 93/2011, abrogando di fatto il decreto del Ministero dello sviluppo economico n.65 firmato il 27 febbraio 2013 e disponendo in particolare che AEEGSI sottoponga a consultazione il Piano e valuti la coerenza con il piano decennale europeo e che il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) valuti la coerenza con la Strategia Energetica Nazionale (SEN). AEEGSI inoltre verifica l'attuazione del Piano.

L'AEEGSI ha recepito quanto disposto dal d. lgs. 93/2011, modificato dalla legge 29 luglio 2015, n. 115 mediante la deliberazione 351/2016/R/Gas che dà disposizioni per la consultazione pubblica e la redazione degli schemi di piano decennale.

Osservazioni ricevute

I soggetti che hanno formulato osservazioni al Piano nell'ambito della consultazione pubblica sono:

- [Comune di Livorno](#) (con osservazioni riferite ad Infrastrutture Trasporto Gas)
- [Edison S.p.A.](#) (con osservazioni riferite ad S.G.I. e Snam Rete Gas)
- [ENI S.p.A.](#) (con osservazioni riferite a Snam Rete Gas)
- [ISGAS](#) (con osservazioni riferite a S.G.I.)
- [Mauro Pili](#) (con osservazioni riferite ad S.G.I e Snam Rete Gas)
- [Novareti](#) (con osservazioni riferite a Retragas)

Risposte alle osservazioni

In allegato sono riportate nel dettaglio le osservazioni ricevute e le relative controdeduzioni formulate dal gestore di rete interessato.

Allegati

1. Controdeduzioni alle osservazioni ricevute.
2. Nota MISE (*rif. punto6 controdeduzioni I.T.G. alle osservazioni Comune di Livorno*)

31/03/2017

Allegato 1 - CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI RICEVUTE

Comune di Livorno :

Osservazione 1 [Comune di Livorno]	
Gestore cui fa riferimento l'osservazione	Infrastrutture Trasporto Gas
Capitolo dello schema di Piano	2.4
Considerazioni [Comune di Livorno]	<p>Considerato che:</p> <p><input type="checkbox"/> La scrivente stazione appaltante dell'ambito territoriale minimo "Livorno" sta predisponendo, su delega dei Comuni dell'ambito, le Linee Guida Programmatiche d'ambito, ai sensi dell'art. 9 commi 3 DM 226/2011, comprensive delle condizioni minime di sviluppo:</p> <p>o tali da consentire l'equilibrio economico e finanziario del gestore,</p> <p>o giustificate da un'analisi dei benefici per i consumatori rispetto ai costi da sostenere;</p> <p><input type="checkbox"/> Alla luce di quanto chiarito dall'Autorità, le condizioni minime di sviluppo determinano i livelli compatibili con lo sviluppo economico del servizio di distribuzione, e solo gli investimenti effettuati in tale condizione di economicità saranno ritenuti meritevoli di riconoscimento tariffario.</p> <p><input type="checkbox"/> Le verifiche dell'Autorità hanno per oggetto anche la coerenza delle analisi costi-benefici e la congruità delle condizioni minime di sviluppo individuate nelle Linee Guida Programmatiche d'ambito;</p> <p>Considerato inoltre che:</p> <p><input type="checkbox"/> La realizzazione del progetto ITG-ELBA dipende dalla costruzione della rete di distribuzione del gas naturale, che potrà avvenire solo in esito alla gara d'ambito "Livorno";</p> <p><input type="checkbox"/> Di contro, la costruzione della rete di distribuzione del gas naturale in esito alla gara d'ambito "Livorno" dipende dalla realizzazione del progetto ITG-Elba;</p> <p>Visto che:</p> <p><input type="checkbox"/> L'intervento concernente la rete di distribuzione del gas naturale sull'isola d'Elba risulta complesso e oneroso, anche in considerazione delle caratteristiche territoriali, in particolare la prevalenza orografica, la densità abitativa ed il contesto geomorfologico dell'isola;</p> <p>Visto inoltre che:</p> <p><input type="checkbox"/> L'intervento di metanizzazione dovrà essere comunque eseguito da parte del gestore d'ambito nel caso in cui, durante il periodo di affidamento (12 anni), si rendano disponibili finanziamenti pubblici in conto capitale a copertura almeno del 50% del valore complessivo dell'opera e l'intervento sia programmabile tre anni prima del termine di scadenza dell'affidamento (stimabile al 2030);</p>
Considerazioni [I.T.G.]	<p>PREMESSO CHE</p> <p>1) ITG ha predisposto i propri Piani Decennali di Sviluppo della rete di trasporto del gas naturale per gli anni 2014 e 2015 (di seguito congiuntamente i "PdS", singolarmente "PdS 2014" e "PdS 2015"), ai sensi del Decreto Legislativo n. 93 del 1 giugno 2011 e del Regolamento del Ministero dello Sviluppo Economico del 27 febbraio 2013, e da ultimo lo schema di Piano Decennale di Sviluppo della rete di trasporto del gas naturale per l'anno 2016 (di seguito anche "PdS 2016"), ai sensi della Deliberazione 28 giugno 2016 351/2016/R/Gas dell'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico (di seguito anche "AEEGSI").</p>

- 2) I summenzionati PdS hanno ad oggetto un medesimo progetto, denominato - a partire dal PdS 2016 - "ITG-Elba", il quale si prefigge di consentire la metanizzazione dell'isola d'Elba, attualmente non coperta da detto servizio, mediante la realizzazione del collegamento della rete di trasporto nazionale, in prossimità di Piombino, con l'isola d'Elba medesima.
- 3) Come noto, ai sensi del Decreto Ministeriale 226/2011 e s.m.i. gli Ambiti Territoriali Minimi (ATEM) sono tenuti ad affidare il servizio di distribuzione del gas in ciascun ambito mediante gara.
- 4) Stante quanto precede, ITG con nota del 26 luglio 2016, inviata a mezzo pec in pari data, ha trasmesso al Comune di Livorno, quale rappresentante dell'ATEM di Livorno (di seguito anche "*Stazione Appaltante*"), e ai comuni dell'Isola d'Elba, facenti parte del predetto ATEM, il parere positivo del Ministero dello Sviluppo Economico del 25 maggio 2016, prot. n. 14624 "*Valutazione dei piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale per i periodi 2014-2023 e 2015-2024*" sul progetto di metanizzazione dell'isola d'Elba e ha, dunque, proposto di valutare, previa analisi costi-benefici, l'inserimento da parte della Stazione Appaltante, nella predisposizione della gara d'ambito per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, l'opzione di realizzare la rete di distribuzione del gas naturale nei comuni Elbani.
- 5) La Stazione Appaltante, a sua volta, ha rappresentato alla Società il suo interesse per il progetto di metanizzazione dell'isola d'Elba.
- 6) Con nota del 9 agosto 2016 inviata all'Associazione Italiana Comuni Italiani - ANCI ([allegato 2](#) alla presente), il Ministero dello Sviluppo Economico ha evidenziato l'importanza delle prossime gare d'ambito quale occasione per la metanizzazione dei comuni attualmente non serviti; pertanto il progetto di metanizzazione di tali comuni dovrebbe essere incluso nel piano di sviluppo delle reti d'ambito, fermo restando la necessaria verifica della copertura in tariffa nonché dell'analisi costi-benefici da parte dell'AEEGSI.
- 7) Nell'ambito del procedimento di valutazione del PdS 2016, pendente innanzi all'AEEGSI, il Comune di Livorno ha fatto pervenire le proprie osservazioni allo stesso, trasmesse a mezzo pec dall'AEEGSI medesima in data 23 febbraio 2017.

CONSIDERATO CHE

- 8) Come riportato nei PdS, il progetto ITG-Elba è stato sviluppato sulla base di uno studio tecnico di massima realizzato nel 2014 (di seguito anche solo "*Studio Tecnico di Massima*"), nell'ambito di un più vasto progetto consistente anche nella realizzazione di un metanodotto di interconnessione con la Corsica (*cross-border*), inserito nel TYNDP 2015 (Codice progetto TRA-N-335).
- 9) Stante l'assenza di una rete di distribuzione del gas nell'isola d'Elba, all'epoca in cui venne effettuato lo Studio Tecnico di Massima, non ci furono interlocuzioni con l'operatore della distribuzione per concordare gli usuali aspetti tecnici, tra cui il dimensionamento di capacità, l'individuazione del punto di interconnessione tra la rete di trasporto e la rete di distribuzione, i consumi attesi, i valori di punta, i fattori di contemporaneità attesi.
- 10) Nel redigere i PdS, ITG ha ritenuto opportuno fare riferimento a tutti gli elementi e gli aspetti necessari per un primo dimensionamento delle opere e il calcolo estimativo dei costi. A tal fine, ove disponibili, sono state utilizzate informazioni di natura pubblica, come ad esempio il Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile dell'isola d'Elba (PAES) 2014 predisposto dalla Provincia di Livorno in collaborazione con i comuni Elbani. Le ipotesi prese in considerazione, richiamate nei PdS in totale trasparenza circa le valutazioni e i valori adottati, sono dunque ritenute sufficientemente prudenziali ai fini delle verifiche di Cost Benefit Analysis (CBA) e in quanto tali dovranno essere ulteriormente approfondite nel dettaglio previa valutazione di ulteriori dati e informazioni di tipo tecnico-economico. Tutto ciò premesso e considerato, ITG, nell'ambito dello spirito di collaborazione che caratterizza il suo approccio per le tematiche d'investimento infrastrutturale, ha predisposto le seguenti controdeduzioni. Quanto precede, anche al fine di consentire alla Stazione Appaltante la predisposizione della documentazione di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale nell'ATEM di Livorno.

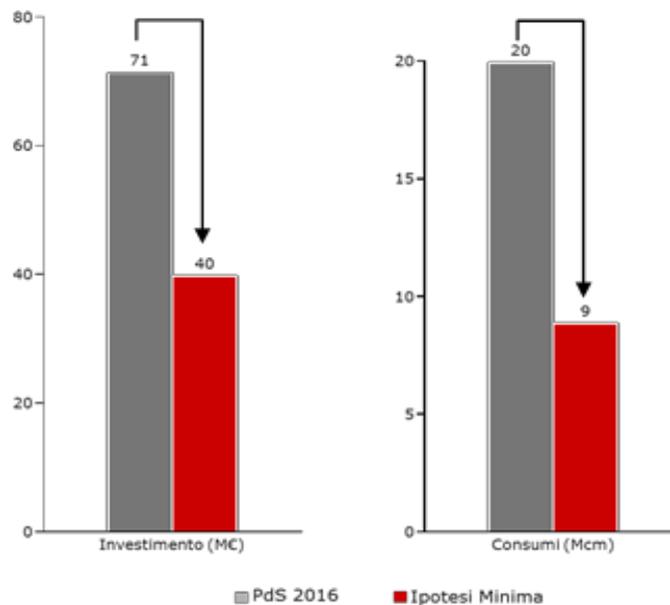
Osservazione 1	<i>Al fine di consentire livelli compatibili con lo sviluppo economico del servizio di distribuzione del gas naturale, un tratto on-shore della condotta, in particolare la dorsale interna all'isola di collegamento fra le località Cavo e Porto Ferraio, dovrebbe essere qualificata come servizio di trasporto regionale gas, dunque di competenza del TSO;</i>
Controdeduzioni e 1	Lo Studio Tecnico di Massima sviluppato da ITG individua nella costa est dell'isola d'Elba, all'interno del territorio comunale di Rio Marina, il migliore punto di approdo della tratta di rete nazionale posta nel tratto <i>off-shore</i> . In particolare, il predetto Studio include due diverse alternative di approdo: una posta a nord e l'altra posta più a sud del centro abitato del Comune di Rio Marina. La scelta di optare per i due predetti punti di approdo è dipesa da valutazioni di bassa interferenza con le rotte di navigazione e delle aree di interesse naturalistico o turistico. Non è, tuttavia, da escludersi a priori la possibilità di individuare un diverso punto di approdo, anche se in base a valutazioni preliminari era stato escluso il comune di Portoferraio, in ragione delle possibili interferenze con l'attività marittima. Nello Studio Tecnico di Massima non fu previsto un metanodotto in alta pressione come dorsale, ritenendo tecnicamente possibile la realizzazione di uno o più <i>feeder</i> in media pressione, di competenza del distributore. Tuttavia la realizzazione di un metanodotto di rete regionale potrebbe essere realizzata in maniera economicamente efficace, a condizione che detta linea - dal punto di partenza e fino alla parte est del Comune di Portoferraio - possa essere realizzata lungo un tracciato diretto di attraversamento delle aree interne non densamente antropizzate. L'ipotesi di realizzazione della rete regionale a carico del Gestore del Trasporto, in alternativa alla realizzazione di <i>feeder</i> in media pressione a carico del Gestore della Distribuzione, è invariante rispetto alla valutazione CBA svolta nei PdS, che già includeva nella stima dei costi la realizzazione delle necessarie opere di adduzione gas intercomunali. In considerazione della richiesta della Stazione Appaltante, ITG intende dunque inserire nel prossimo schema di PdS 2017 la previsione di tale opera di interconnessione tra Rio Marina - Portoferraio oltre ad un aggiornamento tecnico complessivo, per quanto possibile considerati i tempi tecnici di elaborazione progettuale e la compatibilità con la tempistica di trasmissione previste dalla Deliberazione 351/2016/R/Gas.
Osservazione 2	<i>La metanizzazione dell'isola potrebbe avvenire secondo un processo a due velocità, iniziando nei primi 12 anni di gestione d'ambito con la parte orientale dell'isola fino a Portoferraio, avente una maggiore densità abitativa, per poi proseguire nella seconda gestione d'ambito, ovvero nei successivi 12 anni, con il completamento dell'intervento di metanizzazione dell'isola.</i>
Controdeduzioni e 2	Il modello di metanizzazione dell'isola d'Elba ipotizzato da ITG prevede un coefficiente di penetrazione dell'88%. Si tenga presente che il PAES 2014 prevedeva per l'isola d'Elba un coefficiente di penetrazione del 90%, in linea con il modello di sviluppo medio della Toscana continentale. Il modello prevede l'esecuzione delle opere complessivamente in 4 anni, con uno sviluppo, per semplicità, lineare. Tale modello di sviluppo trova sostegno in situazioni analoghe, in aree prealpine e vallive, con orografia e antropizzazione simile. L'indicazione di sviluppo prospettata dalla Stazione Appaltante, in 12 anni per la sola parte est, pare essere eccessivamente prudente. Conveniamo, invece, sull'assunto che uno sviluppo possa essere perseguito a due velocità, dando priorità di intervento alle aree a maggiore consumo, e in particolare all'area in cui insiste il Comune di Portoferraio; quest'ultima, infatti, concentra gran parte dei consumi dell'isola e ha una popolazione consistente anche nei mesi invernali. ITG ha dunque sviluppato un ulteriore caso, che identifichiamo come " Ipotesi Minima ", il quale prevede un modello di penetrazione di natura minimale per i soli Comuni di Rio Marina e di Portoferraio e che tiene conto della incomprimibilità dei costi di investimento relativi alla tratta <i>off-shore</i> e alle opere di approdo della condotta presso Piombino e Rio Marina. Tale Ipotesi Minima ha di seguito elencate le

seguenti opere prioritarie:

- a) interconnessione con la rete di Snam Rete Gas S.p.A. presso Piombino, tratta *off-shore*, approdo entro il Comune di Rio Marina, come da Studio Tecnico di Massima;
- b) realizzazione di un metanodotto in alta pressione, di rete regionale, che dal Comune di Rio Marina procede lungo una direttrice sud-ovest, fino alla località Pieve di Santo Stefano presso il Comune di Portoferraio;
- c) realizzazione a carico del Gestore della Distribuzione di due cabine di primo salto, alta-media pressione, misura e odorizzazione, rispettivamente poste nei Comuni di Rio Marina e Portoferraio;
- d) realizzazione in due anni della rete di distribuzione nei soli Comuni di Rio Marina (eventualmente anche Rio d'Elba, vista la loro prossimità ma alimentata direttamente dalla rete di Rio Marina) e di Portoferraio.

La valutazione dell'Ipotesi Minima, su cui abbiamo avviato una condivisione con la Stazione Appaltante, si basa sulle seguenti ipotesi di lavoro, calcolate a partire dai dati contenuti nel PdS 2016:

- a) riduzione dei consumi gas proporzionale alla diminuzione degli abitanti potenzialmente serviti: che da 20 milioni/anno passerebbero a 9 milioni/anno;
- b) riduzione dei costi di distribuzione proporzionale alla diminuzione dei punti di riconsegna (PdR) potenzialmente raggiungibili: che da 71 milioni di investimento totale passerebbero a 40 milioni.



Anche sotto tali assunzioni, a nostro avviso conservative (è ragionevole attendersi una maggiore diminuzione dei costi di distribuzione per effetto della maggior concentrazione geografica dei PdR), l'Ipotesi Minima supera la valutazione CBA, come di seguito illustrato. Tale risultato può quindi considerarsi un'ulteriore prova di bontà del progetto ITG-Elba.

A tal proposito si rammenta che la metodologia CBA da noi applicata si basa sull'approccio "Economic-CBA" definito da ENTSO-G ed ACER per la redazione del TYNDP e la valutazione dei progetti candidati ad essere PCI (Project of Common Interest). Tale approccio valuta costi e benefici per la collettività in tre distinti scenari macroeconomici.

Nella tabella sottostante mostra i risultati della valutazione E-CBA applicata al progetto per i tre scenari macroeconomici suddetti, e nel perimetro rispettivamente del PdS 2016 e dell'Ipotesi Minima, quale confronto degli indici di merito E-CBA (Economic-IRR, Economic-NPV e Economic Benefit/Cost ratio):

	E-IRR		E-NPV		EB/C		
	PdS 2016	Ipotesi Minima	PdS 2016	Ipotesi Minima	PdS 2016	Ipotesi Minima	
	"Slow Progression"	11,4%	9,3%	85M€	31 M€	1,96	1,63
	Blue Transition	10,1%	8,0%	66 M€	23 M€	1,75	1,46
	Green Revolution	9,0%	7,0%	51 M€	16 M€	1,58	1,32
	<p>L'esito della valutazione CBA mostra che anche nel più conservativo tra gli scenari macroeconomici considerati, l'"Economic-IRR" è pari al 7%, ben al di sopra del Social Discount Rate del 4% utilizzato da ENTSO-G per la valutazione delle iniziative di sviluppo.</p>						
Osservazione 3	<p><i>Dovrebbe essere istituito un tavolo tecnico fra le parti per coordinare le assunzioni alla base dell'analisi costi-benefici da predisporre a cura della Stazione Appaltante e di ITG, essendo le due iniziative strettamente correlate.</i></p>						
Controdeduzione 3	<p>ITG concorda sull'importanza di un tavolo tecnico congiunto, in quanto le due iniziative sono strettamente interconnesse: si ritiene, infatti, che non possa avere senso una rete di trasporto senza distribuzione e viceversa.</p> <p>Teniamo a precisare, tuttavia, che la metodologia adottata nell'ambito trasporto per la valutazione CBA differisce sensibilmente da quella adottata dal settore della distribuzione. La valutazione CBA svolta da ITG parte dal costo totale della metanizzazione, senza distinzione tra le quote di investimento a carico del Gestore del Trasporto, del Gestore della Distribuzione o degli utenti finali (ad esempio i costi di conversione da gasolio a metano dei propri impianti), in quanto mirante a valutare il vantaggio per il sistema economico complessivo.</p> <p style="text-align: center;">***</p> <p>In merito ai criteri di economicità degli investimenti sulla rete di distribuzione, rileviamo che i criteri definiti dall'AEEGSI sono sicuramente compatibili con sviluppi della rete in contiguità a reti già esistenti, ma trovano difficoltà di applicazione in aree di nuova metanizzazione, ove è necessario aggiungere i costi relativi alla realizzazione degli allacciamenti, i costi dei <i>feeder</i> intercomunali o intra-comunali. Certamente alcuni centri abitati dell'isola d'Elba, come ad esempio Portoferraio, sembrano ottenere facilmente i parametri di buona redditività degli investimenti per il Gestore della Distribuzione (si stima una lunghezza media di 12mt di rete ad allaccio), mentre altri piccoli centri abitati, in particolare quelli collocati nella parte ovest dell'isola, potrebbero non raggiungerli.</p> <p>Tenuto conto che l'obiettivo previsto nella SEN (Strategia Energetica Nazionale) pone l'accento sulla necessità di completare la metanizzazione del paese e, a sua volta, la disciplina europea si prefigge di integrare i mercati nazionali andando a connettere i sistemi isolati alla rete europea ¹, riteniamo che in queste ipotesi, di cui l'isola d'Elba ne è un esempio, l'AEEGSI debba necessariamente adottare strumenti valutativi e tariffari specifici, ad integrazione degli strumenti di sostegno economico diretto mediante contributi pubblici, così come richiamati nei considerati delle osservazioni della stessa Stazione Appaltante.</p>						

¹ Cfr. considerando 22 e 56, art. 7 paragrafo 1 della Direttiva 2009/73/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale.

Edison S.p.A. :

Osservazione 1 [Edison S.p.A.]	
Gestore cui fa riferimento l'osservazione	S.G.I.
Capitolo dello schema di Piano	3.5 Piano di sviluppo decennale - Progetti. 3.5.2.2 Metanizzazione della Regione Sardegna
Testo osservazione	<i>Nella descrizione riportata nel secondo paragrafo si citano "servizi di tipo Small Scale LNG (SSLNG) opportunamente dimensionati" e la "realizzazione di depositi costieri di GNL". Si chiede di esplicitare la differenza tra queste due definizioni.</i>
Controdeduzione	Il testo citato è un estratto del PEARS redatto dalla Regione Sardegna, a cui si rimanda per qualsiasi chiarimento. Si ritiene opportuno specificare che: - per servizi <i>small scale</i> si intendono i servizi relativi al trasporto/distribuzione/utilizzo del GNL in forma liquida; - tali servizi sono tipicamente forniti in seguito alla realizzazione di un Deposito Costiero di GNL ma possono essere forniti anche mediante altre tipologie di infrastrutture come per esempio un Terminale di Rigassificazione se opportunamente progettato.

Osservazione 2 [Edison S.p.A.]	
Gestore cui fa riferimento l'osservazione	S.G.I.
Capitolo dello schema di Piano	Cap. 3. Piano di sviluppo decennale S.G.I. - 3.5.1.2 Dorsale Larino- Recanati - Benefici attesi del progetto
Testo osservazione	<i>Nell'ultimo paragrafo si cita quanto segue "Il completamento della dorsale Larino Recanati renderà anche possibile il collegamento alla dorsale Adriatica Snam a Biccari, ove potranno essere intercettati volumi immessi nella RTN dal nuovo punto di importazione TAP." Si chiede di indicare non soltanto il punto di importazione TAP ma un riferimento a tutte le nuove importazioni da Sud. Ciò risulterebbe essere in linea anche con quanto riportato nel Piano di sviluppo decennale di Snam nell'ambito del progetto "Linea Adriatica".</i>
Controdeduzione	Osservazione corretta da accogliere: il collegamento della dorsale Larino-Recanati avrà come suoi potenziali benefici, oltre l'intercettazione del punto di importazione TAP, anche la possibilità di rendere disponibile nuova capacità di trasporto da tutti i futuri punti di entrata da Sud, coerentemente con quanto previsto dal Piano di sviluppo decennale di Snam Rete Gas nell'ambito del progetto "Linea Adriatica".

Osservazione 3 [Edison S.p.A.]									
Gestore cui fa riferimento l'osservazione	Snam Rete Gas								
Capitolo dello schema di Piano	Domanda ed offerta del gas in Italia - Capacità di trasporto nel periodo 2016-2035								
Testo osservazione	<i>Nella Tabella 16: Capacità continua di importazione 2016-2035 si chiede di esplicitare con una nota come sono stati calcolati i valori riportati nella riga "1^ Iniziativa da Sud" e come questi debbano essere considerati in riferimento ai valori riportati nella riga sottostante "Capacità concorrente Sud".</i>								
Controdeduzione	<p>I valori di capacità di cui alla tabella 16 "Capacità continua di importazione 2016-2035" sono stati calcolati secondo le modalità descritte nell'allegato 2 "Modalità di determinazione della capacità di trasporto" del Piano. In particolare, sulla base delle schede di progetto raccolte e sulle informazioni in possesso di Snam Rete Gas S.p.A., si prevede che entro l'anno 2020 possa essere operativa la prima iniziativa che renda disponibile un nuovo punto di entrata nel sud Italia e precisamente in Puglia. Snam Rete Gas intende garantire l'accesso dei quantitativi di gas ad esso correlati mediante l'utilizzo della capacità concorrente. Tale tipologia di capacità è definita al capitolo 5 paragrafo 3 del Codice di Rete come "la capacità di trasporto disponibile presso un Punto il cui conferimento riduce in tutto o in parte la capacità disponibile per il conferimento presso un altro Punto del sistema di trasporto".</p> <p>I valori riportati nelle righe "1^ iniziativa da Sud" e "Capacità concorrente Sud" sono stati calcolati tenendo conto delle capacità conferite sui punti esistenti al momento dell'elaborazione, della massima capacità tecnica non contemporanea di ciascuno dei tre punti e della massima capacità tecnica contemporanea (nella tabella sottostante sono riportati i valori utilizzati per il 2020).</p> <p>Tabella: Valori massimi di capacità considerati per l'anno 2020</p> <table border="1"> <tbody> <tr> <td>Massimo non contemporaneo Mazara del Vallo</td> <td>108,0 MSmc/g</td> </tr> <tr> <td>Massimo non contemporaneo Gela</td> <td>46,7 MSmc/g</td> </tr> <tr> <td>Massimo non contemporaneo Nuovo PdE</td> <td>46,0 MSmc/g</td> </tr> <tr> <td>Massimo contemporaneo sui tre punti</td> <td>126,0 MSmc/g</td> </tr> </tbody> </table> <p>Il valore della riga "Capacità concorrente Sud" indica pertanto la capacità che può essere conferita sui tre punti, mentre la riga "1^ iniziativa da Sud", in maniera analoga a quanto riportato nelle righe "Mazara del Vallo" e "Gela", riporta la capacità che può essere conferita solamente sul relativo Punto di Entrata.</p>	Massimo non contemporaneo Mazara del Vallo	108,0 MSmc/g	Massimo non contemporaneo Gela	46,7 MSmc/g	Massimo non contemporaneo Nuovo PdE	46,0 MSmc/g	Massimo contemporaneo sui tre punti	126,0 MSmc/g
Massimo non contemporaneo Mazara del Vallo	108,0 MSmc/g								
Massimo non contemporaneo Gela	46,7 MSmc/g								
Massimo non contemporaneo Nuovo PdE	46,0 MSmc/g								
Massimo contemporaneo sui tre punti	126,0 MSmc/g								

Osservazione 4 [Edison S.p.A.]	
Gestore cui fa riferimento l'osservazione	Snam Rete Gas
Capitolo del documento	Executive Summary - Infrastrutture del gas in Italia ed in Europa
Testo osservazione	<i>A pagina 13, dopo l'elenco dei progetti che il MISE ha già autorizzato, si chiede l'inserimento del progetto Terminale di rigassificazione GNL a Rosignano (LI), con iter autorizzativo in fase avanzata e da completare con l'autorizzazione da parte del MISE. Tale progetto rispetta quanto indicato nel capitolo "Obiettivi e perimetro del piano" (pag. 19) "Il piano contiene inoltre la descrizione qualitativa di alcuni progetti rilevanti la cui realizzazione non è ancora stata definita, ma le cui attività di ingegneria e acquisizione dei permessi ricadono all'interno del periodo di piano" (2016-2015).</i>

Commento	<p>Snam Rete Gas ha ritenuto opportuno riportare all'interno del Piano il riferimento ai Terminali di rigassificazione per i quali si abbia evidenza della conclusione dell'iter autorizzativo mediante autorizzazione da parte del MiSE.</p> <p>Tutti i soggetti interessati sono stati invitati a comunicare le informazioni relative ai propri progetti mediante la raccolta dati tenutasi dal 01 settembre 2015 al 30 settembre 2015 e pubblicizzata sul sito di Snam Rete Gas, alla quale tra l'altro hanno aderito alcuni promotori di progetti relativi a terminali GNL anche non autorizzati. Mediante le schede progetto viene richiesto ai promotori di un progetto di indicare le informazioni che risultano necessarie ad una corretta valutazione nell'ambito del Piano. Pertanto Ove si ravveda l'opportunità di rappresentare il progetto promosso all'interno del prossimo Piano di Snam Rete Gas, si invita pertanto il promotore ad utilizzare tale canale comunicativo.</p> <p>La frase riportata a pag. 19 all'interno del paragrafo "Perimetro del piano" fa espressamente riferimento ai "progetti di rete di trasporto nazionale e regionale di proprietà di Snam Rete Gas".</p>
----------	---

ENI :

Osservazione 1-2-3-4-6 [ENI]	
Gestore cui fa riferimento l'osservazione	Snam Rete Gas
Capitolo dello schema di Piano	-
Testo osservazione 1	<p><i>Ad avviso della scrivente, i progetti maggiormente rilevanti - in relazione alle considerazioni che seguono - rappresentati nel piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto Snam Rete Gas (di seguito: SRG) posto in consultazione dall'AEEGSI lo scorso 5 dicembre 2016 sono:</i></p> <ol style="list-style-type: none"><i>1. la realizzazione del "Supporto al mercato Nord-Ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri", finalizzato principalmente alla flessibilità e alla sicurezza di alimentazione del mercato nell'area Nord Occidentale del Paese e alla creazione di capacità di esportazione in reverse flow presso i punti di interconnessione di Tarvisio e di Passo Gries;</i><i>2. la nuova "Linea Adriatica", funzionale a incrementare la capacità di importazione dal Sud Italia;</i><i>3. ulteriori progetti finalizzati a potenziare la rete di trasporto sulle direttrici da Sud e da Nord - Est, che ad oggi sono in fase di studio. Tali progetti sono funzionali a possibili nuove fonti di approvvigionamento tramite metanodotti dall'estero e terminali di GNL, e l'avvio delle relative fasi realizzative è comunque correttamente subordinato all'assunzione di impegni contrattuali di utilizzo delle corrispondenti capacità di trasporto. Tali sviluppi non sono necessariamente legati a specifici progetti di importazione già identificati.</i> <p><i>Tanto gli investimenti in corso - reverse flow a Passo Gries e Tarvisio, Linea Adriatica - quanto quelli allo studio - nuovi potenziamenti da Sud e da Nord - Est, per collegare nuovi terminali di rigassificazione e nuove linee di import -, definiscono un quadro in cui il sistema Italia si struttura per diventare hub europeo e paese di transito del gas, lungo le direttrici Sud-Nord e Nord-Est. Per tali investimenti sarà essenziale individuare la corretta allocazione dei costi in funzione del beneficio apportato. In altri termini, trattandosi di investimenti che non sono necessari a garantire il soddisfacimento della domanda nazionale, bensì hanno la funzione di incrementare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento del resto d'Europa, aumentandone la sicurezza, i relativi costi dovranno essere allocati ai Paesi che ne beneficeranno. Diversamente, a regole invariate si farebbero gravare sui consumatori italiani i costi sostenuti per investimenti volti a configurare l'Italia come un hub del gas, mentre i corrispondenti benefici verrebbero goduti dagli altri Paesi europei: se così fosse, il progetto hub non potrebbe certo essere considerato un'opportunità per il nostro Paese.</i></p>
Testo osservazione 2	<p><i>Va ricordato che il progetto di flussi bidirezionali transfrontalieri tra Italia e Svizzera, al punto di interconnessione di Passo Gries, come anche il parallelo progetto di flussi bidirezionali transfrontalieri a Tarvisio e la Linea Adriatica, si configurano come Progetti di Interesse Comune e, come tali, sono soggetti alla c.d. "Cross Border Cost Allocation". Anche tenuto conto di ciò, riteniamo pre-condizione imprescindibile definire chiaramente le modalità di allocazione dei costi prima che gli investimenti vengano realizzati, per evitare il rischio che - una volta realizzati gli investimenti - i costi sostenuti finiscano per diventare costi "sunk" per il sistema Italia, sul quale graverebbero ingiustificatamente senza più concrete ed efficaci possibilità di una corretta allocazione cross-border. In relazione a ciò riteniamo opportuno evidenziare che non sembrano ipotizzabili meccanismi di recupero che si basino esclusivamente su soluzioni tariffarie del trasporto in Italia. In particolare:</i></p> <ul style="list-style-type: none"><i>• tariffe di trasporto in uscita per l'esportazione dimensionate per recuperare l'investimento per il reverse flow rischiano di essere talmente elevate da determinare un sottoutilizzo dell'infrastruttura di esportazione. Così facendo non verrebbero colti i potenziali benefici del controflusso e i costi di infrastrutture sottoutilizzate finirebbero con l'essere socializzati attraverso un incremento generalizzato delle tariffe di trasporto che peserebbe sui consumatori italiani;</i>

	<p>• al contrario, una valorizzazione delle tariffe per l'esportazione capaci di garantire solo un recupero parziale dei costi, se da un lato incentivano l'uso della capacità, dall'altro non risolvono la questione dell'ingiustificato aggravio di costi a carico dei clienti in Italia, che dovrebbero comunque sostenere, attraverso una socializzazione sulle restanti tariffe, la parte restante dei costi.</p> <p>Pertanto non è possibile confidare solo in una revisione dei meccanismi tariffari a livello nazionale per ribaltare il costo, intervenendo sul valore dei punti di exit.</p>
Testo osservazione 3	<p>La porzione di costo associato alla creazione dell'hub del gas che l'Italia potrebbe giustificatamente sostenere è solo quella corrispondente al valore dell'esternalità positiva riconducibile ad una maggior integrazione fisica con il resto del mercato del gas in Europa (es: allineamento quotazione mercato all'ingrosso), che dovrebbe essere opportunamente e solidamente valutata prima della realizzazione degli investimenti "pro-hub" in modo da definire e sostenere la più corretta allocazione transfrontaliera degli stessi costi.</p>
Testo osservazione 4	<p>Il ruolo dell'Italia come Paese di transito deve peraltro essere considerato alla luce delle reali potenzialità di importazione da nuove fonti e di esportazione fisica del sistema italiano, preservando l'interconnessione con gli hub nord-europei e ottimizzando l'utilizzo delle infrastrutture esistenti senza correre il rischio di doverle considerare 'stranded assets'. E' pertanto importante che il Piano di sviluppo Snam contempli sviluppi atti a sostenere nuove capacità di importazione, come anche nuove realizzazioni di capacità in reverse flow, che siano coerenti con concreti progetti di nuova capacità di importazione eccedente i fabbisogni di gas naturale in Italia.</p> <p>In mancanza di certezze sulla realizzazione di nuove linee di importazione, si devono valutare con attenzione investimenti ulteriori atti a sostenere nuove capacità di importazione, come anche investimenti ulteriori in capacità di esportazione, che se non accompagnati da incrementi effettivi dei flussi di gas approvvigionati avrebbero l'effetto di aumentare il costo finale dell'energia appesantendolo con costi di infrastrutture di nuova realizzazione sottoutilizzate.</p>
Testo osservazione 6	<p>In conclusione, la scrivente società con il presente contributo:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. sottolinea l'opportunità che gli investimenti di sviluppo della rete infrastrutturale del gas naturale vengano attentamente ponderati, evitando che il recupero dei costi ad essi associati attraverso i corrispettivi tariffari di trasporto possa innescare incrementi eccessivi e conseguenti "circoli viziosi" che rischiano di rendere meno competitivo il gas e, in definitiva, di incidere negativamente sulla stessa domanda di gas; 2. evidenzia che, prima di sviluppare ulteriori infrastrutture, è necessario intervenire sull'impianto regolatorio per promuovere l'uso efficiente di quelle esistenti. In particolare bisogna evitare che tariffe troppo elevate rendano eccessivamente costoso l'utilizzo di talune direttrici di approvvigionamento, facendole diventare sostanzialmente "stranded" e in parallelo rendendo necessaria la costruzione di nuove infrastrutture, senza garanzia di una reale diversificazione delle fonti di approvvigionamento e di un reale miglioramento della competitività e della security of supply nazionale; 3. in un'ottica di sviluppo dell'Italia come hub del gas, ritiene necessaria una chiara e preliminare definizione delle regole di allocazione dei costi da sostenersi per la realizzazione di nuove infrastrutture, anche attraverso una profonda revisione dei criteri tariffari.
Controdeduzioni (1,2,3,4,6)	<p>Il Piano investimenti di Snam Rete Gas viene stato elaborato in coerenza con gli obiettivi di politica energetica nazionali ed europei nonché nel rispetto degli specifici obblighi legislativi posti in capo all'operatore di trasporto. In particolare, con riferimento agli investimenti oggetto delle osservazioni, si richiama come:</p> <ul style="list-style-type: none"> • la strategia energetica nazionale adottata nel 2013 promuova la realizzazione di infrastrutture che contribuiscano allo sviluppo dell'hub italiano del gas, consentendo all'Italia di diventare un Paese di interscambio e di transito del gas proveniente da Sud. • il decreto legislativo n. 93/11 all'articolo 8 comma 4 preveda che i gestori dei sistemi di trasporto realizzino una capacità bidirezionale, ai fini del controflusso sia virtuale che fisico, su tutte le interconnessioni transfrontaliere tra Stati membri, ivi inclusa la interconnessione tra Italia e centro Europa attraverso il gasdotto Transitgas in territorio svizzero.

	<p>Nell'ambito del piano decennale è stata elaborata una cost-benefit analysis (CBA) volta a valutare che i benefici per il sistema italiano derivanti dalla realizzazione dei progetti risultino superiori ai relativi costi.</p> <p>In particolare, nella metodologia adottata in relazione al progetto Supporto al mercato nord-ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri ed al progetto Rete Adriatica i benefici per il sistema italiano sono stati valutati in termini di riduzione dei costi sostenuti dal mercato domestico in conseguenza di un più elevato utilizzo delle infrastrutture di rete nazionale grazie all'attivazione di volumi di transito.</p> <p>I benefici sono stati determinati sulla base di una stima dei corrispettivi tariffari che si determinerebbero con l'applicazione della metodologia tariffaria ad oggi in vigore. Le analisi effettuate evidenziano risultati positivi sia per il progetto Supporto al mercato nord-ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri che per il progetto Linea Adriatica. In merito alle modalità di allocazione dei costi relativi a tali progetti, va inoltre considerato come i volumi di esportazione (in transito) concorrano alla copertura dei costi infrastrutturali attraverso il pagamento delle tariffe di trasporto. Va infine evidenziato come le linee guida sviluppate da ACER, così come le decisioni adottate dalla stessa Agenzia in materia, considerino appropriata l'applicazione del meccanismo di <i>Cross Border Cost Allocation (CBCA)</i> esclusivamente nei casi in cui nel Paese in cui viene realizzata l'opera non si generi un beneficio netto positivo, diversamente da quanto evidenziato dall'analisi contenuta nel Piano.</p> <p>Il beneficio derivante dalla maggiore integrazione dei mercati è un ulteriore effetto positivo del progetto di reverse flow che non è stato monetizzato nell'analisi CBA e che andrebbe a incrementare i relativi benefici conseguenti alla realizzazione dell'infrastruttura.</p> <p>I progetti considerati nel piano decennale sono oculatamente programmati da Snam Rete Gas in funzione delle esigenze sia di mercato che di politica energetica nazionale e sono volti a favorire un ottimale utilizzo dell'infrastruttura facendo leva ove ritenuto opportuno anche agli strumenti di flessibilità commerciale disponibili, quali a titolo esemplificativo l'offerta di capacità concorrente. In particolare le decisioni finali di investimento per nuove iniziative sono intraprese solo nel momento in cui le previsioni di mercato di evoluzione dei flussi di importazione o esportazione siano ritenute tali da giustificare la creazione di nuove capacità.</p>
--	--

Osservazione 5 [ENI]	
Gestore cui fa riferimento l'osservazione	Snam Rete Gas
Capitolo dello schema di Piano	-
Testo osservazione	<p><i>Un'ultima considerazione è formulata in relazione agli scenari di domanda sottesi al piano decennale.</i></p> <p><i>SRG ha elaborato uno scenario ("High case scenario") che raggiunge gli obiettivi previsti dal "2030 Climate&Energy Framework" (riduzione emissioni 40% e penetrazione rinnovabili +27%) privilegiando una strategia di decarbonizzazione che ottimizzi le risorse e infrastrutture esistenti e il ruolo del gas nella generazione elettrica, attraverso un significativo sviluppo del biometano immesso e trasportato attraverso la rete di trasporto gas, in grado di contribuire agli obiettivi ambientali, quale fonte rinnovabile caratterizzata da maggiore programmabilità rispetto a fotovoltaico ed eolico, ed agli obiettivi di efficienza economica e di utilizzo efficiente dell'infrastruttura gas.</i></p> <p><i>Si osserva in particolare che nel Piano di SRG è previsto un aumento della produzione nazionale di biometano, fino a circa 5,8 Gm3 nel 2025. In relazione a tale previsione, si evidenzia tuttavia come il costo di produzione del biometano sia molto alto (stimabile tra 0,8 e 1,4 €/m3), a seconda delle caratteristiche dell'impianto di produzione. Di conseguenza la produzione di biometano, ad oggi, non risulta economicamente competitiva e necessita di elevati sussidi: il livello degli incentivi necessari deve essere opportunamente valutato, dimensionato e tenuto in</i></p>

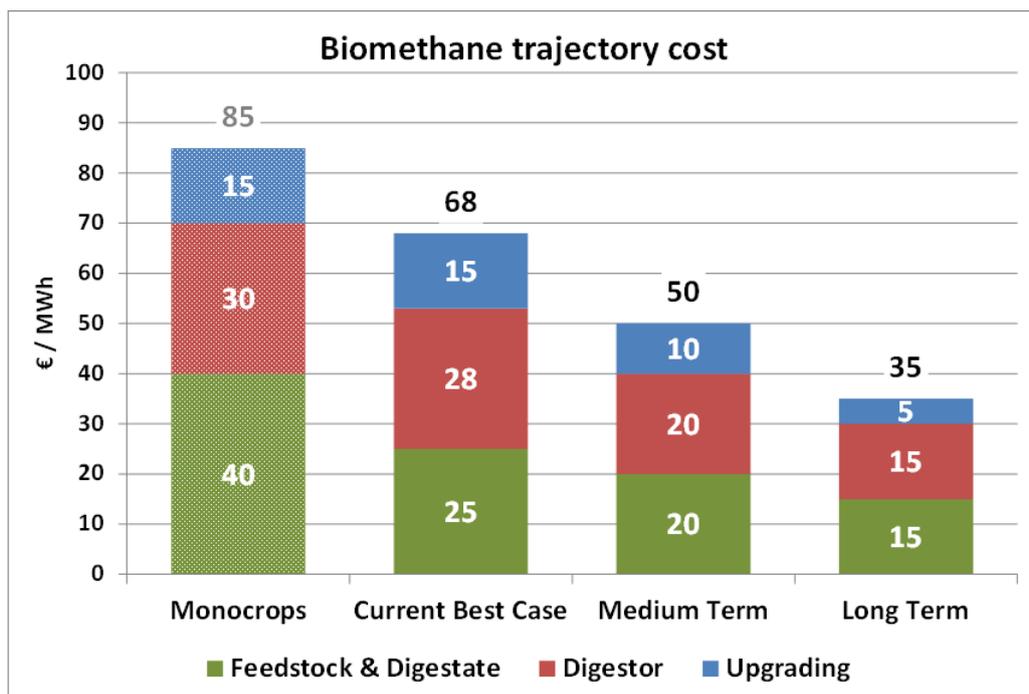
conto, per evitare ricadute negative sul costo finale dell'energia per il sistema.

Controdeduzioni

I costi di produzione del biometano

I costi riportati nelle considerazioni di Eni si riferiscono a casi di produzione del biometano con uso esclusivo o prevalente di monoculture energetiche, in cui il feedstock principale è rappresentato da colture che trovano impiego nei mercati alimentari, tipicamente il mais. Si tratta di produzioni particolarmente costose perché implicano un ampio utilizzo di una coltura che può presentare un valore economico considerevole, legato a quello dei mercati internazionali delle derrate alimentari.

Il grafico successivo mostra quali siano le valutazioni fatte in un recente studio dal Consorzio Italiano del Biogas², la maggiore associazione di produttori di biogas in Italia, membro dell'European Biogas Association.



Fonte: Consorzio Italiano Biogas, LO SVILUPPO DEL BIOMETANO: UN'OPZIONE SOSTENIBILE AMBIENTALMENTE ED ECONOMICAMENTE, Gennaio 2017

Come si può valutare dal grafico il CIB stima una evoluzione dei costi di produzione del biometano sulla base di un'analisi delle principali componenti di costo (feedstock & digestato, digestore anaerobico, unità di upgrading) relative a quattro casi ritenuti rappresentativi di un'evoluzione legata da un lato alla standardizzazione impiantistica dei digestori e delle unità di upgrading e dall'altro al tipo di feedstock utilizzato prevalentemente.

I quattro casi considerati sono:

- La tipologia prevalente nel recente passato: un impianto a biogas alimentato solo da monoculture (che grosso modo rispecchia i costi citati da Eni);

² Consorzio Italiano Biogas, LO SVILUPPO DEL BIOMETANO: UN'OPZIONE SOSTENIBILE AMBIENTALMENTE ED ECONOMICAMENTE, Gennaio 2017.
https://www.consorziobiogas.it/wp-content/uploads/2017/03/LA-BIOMETANO-REFINERY-NELLA-TRANSIZIONE-ENERGETICA-ITALIANA_SINTESI-marzo-2017.pdf

- ❑ Il best case attuale: un impianto alimentato dal 30% da monoculture (food crops) e secondi raccolti, effluenti zootecnici e sottoprodotti agricoli e agroindustriali;
- ❑ l'obiettivo a medio-lungo termine (2030), con un significativo incremento dell'utilizzo delle colture non food e non feed, dei residui e dei reflui;
- ❑ l'obiettivo a lungo termine (post 2030), con un impiego nettamente prevalente di colture non food e non feed, dei residui e dei reflui.

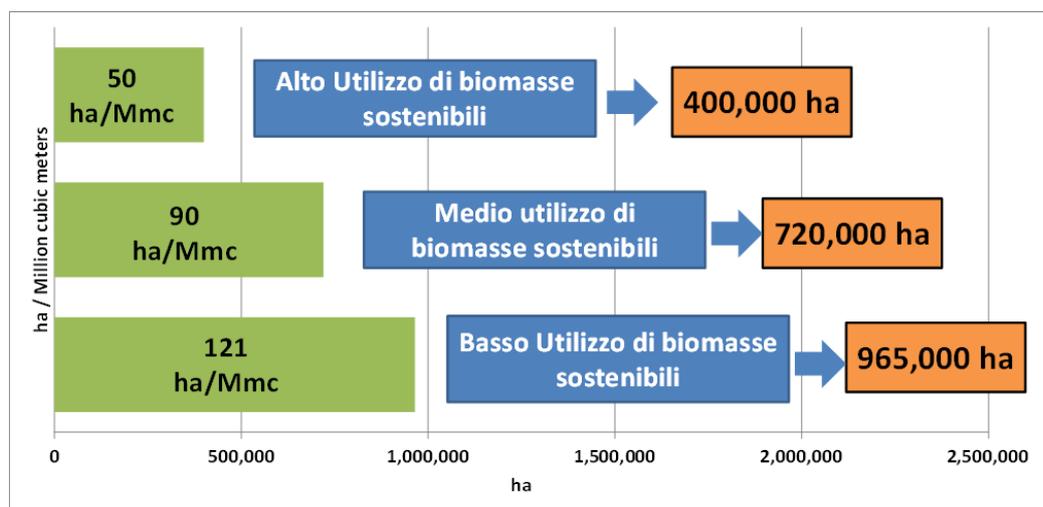
L'evoluzione dei costi illustrata sopra comporta ricadute positive in termini di:

- ❑ utilizzo efficiente del terreno agricolo, inteso come minimizzazione dell'uso di superficie agricola destinabile alle colture alimentari o per la stalla;
- ❑ sostenibilità ambientale dell'utilizzo della biomassa, intesa come capacità del biometano di soddisfare i requisiti previsti dalla Direttive europee Renewable Sources, Fuel Quality e Indirect Land Use Change.

L'analisi del CIB contempla in sostanza per la produzione del biometano un progressivo spostamento verso feedstock ad alta sostenibilità e specularmente il progressivo abbandono di colture destinabili ai mercati alimentari (mais). Uno sviluppo di lungo periodo sostenibile sul piano ambientale e competitivo su quello dei costi comporta quindi per il biometano un sempre maggior uso di biomasse considerate soddisfare i requisiti di sostenibilità (e ricomprese nell'Allegato IX della Direttiva europea sulle Energie rinnovabili):

- ❑ Colture di rotazione (di secondo raccolto) coltivate prima o dopo una coltura per il mercato alimentare o per la stalla;
- ❑ Colture perennanti da terre marginali oggi abbandonate;
- ❑ Sottoprodotti/cascami agricoli e agroindustriali;
- ❑ Effluenti zootecnici;

Come si vede dal grafico successivo questo implica una sempre minor utilizzo di terreno agricolo utilizzabile per colture alimentari: nel lungo periodo la produzione di 1 milione di metri cubi di biometano necessiterà di soli 50 ettari di terra, contro i circa 120 necessari in un modello produttivo prevalentemente basato su colture di tipo alimentare.



La tabella successiva mostra come questo spostamento verso biomasse sostenibili

prodotte a costi competitivi abbia anche l'effetto di ampliare l'offerta di biometano.

Biomethane from Agriculture	2015	2020	2025	2030
Utilised Agricultural Area (thousands of ha)	200	250	300	400
ha UAU / Mmc biomethane	91	59	55	50
<i>Biomethane From Main Crops (%)</i>	<i>59%</i>	<i>40%</i>	<i>37%</i>	<i>35%</i>
<i>Biomethane From Cover Crops - Byproducts - Residues - Manure (%)</i>	<i>41%</i>	<i>60%</i>	<i>63%</i>	<i>65%</i>
Biomethane Production (Gmc)	2.2	4.2	5.5	8.0

La generazione elettrica da biometano e da rinnovabili intermittenti

La generazione elettrica da biometano, ipotizzando un impianto CCGT con una efficienza del 53%, avrebbe quindi costi vicini a 100 €/MWh nel medio termine e di 70 €/MWh nel lungo termine.

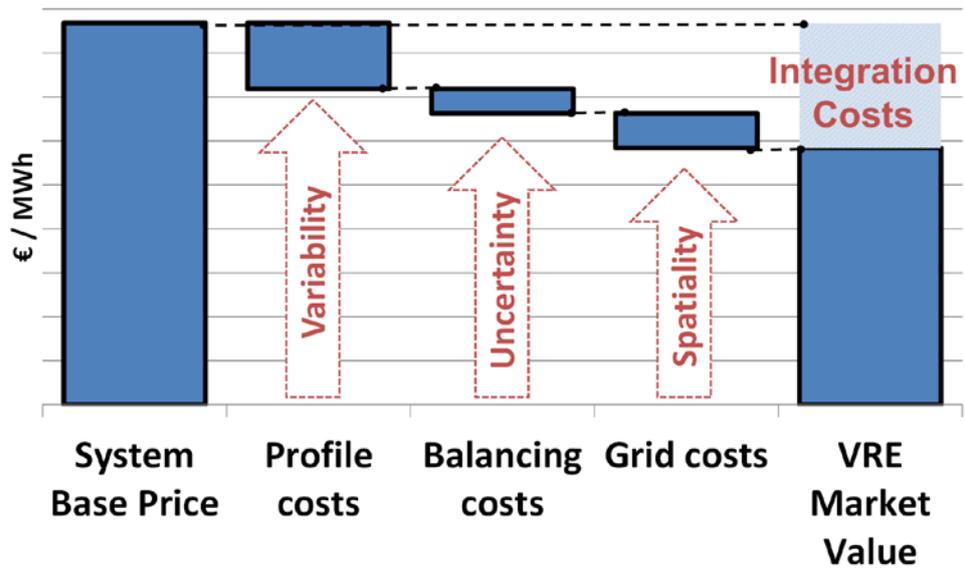
Si tratta di livelli di costo paragonabili a quelli di eolico e fotovoltaico.

Tuttavia un confronto basato sui soli costi di generazione non sarebbe corretto perché occorre considerare anche gli ulteriori "costi di integrazione"³ che si rendono necessari per le energie rinnovabili non programmabili e che possono essere ricondotti a tre diversi fenomeni:

1. *Profilatura*: nel caso delle rinnovabili intermittenti (non programmabili) il profilo produttivo non dipende da una scelta di ottimo economico ma dalle condizioni meteorologiche. Questo riduce il loro valore economico.
2. *Incertezza*: gli errori di previsione necessitano di essere bilanciati in prossimità del tempo reale. Il conseguente costo ne riduce il valore di mercato
3. *Spazialità*: i siti ad alto potenziale eolico e fotovoltaico sono collocati spesso lontani dai grandi centri di consumo. Questa comporta costi di trasmissione e distribuzione incrementali.

³ Hirth, Lion (2013): The Market Value of Variable Renewables , Energy Economics 38, 218-236.
<https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/pdf/Publikationen/Lion-Hirth-2013-Market-Value-Renewables-Solar-Wind-Power-Variability-Price.pdf>
 Falko Ueckerdt et al (2013): System LCOE: What are the costs of variable renewables?, Potsdam Institute for Climate Impact Research
https://www.mcc-berlin.net/uploads/media/Ueckerdt_Hirth_Luderer_Edenhofer_System_LCOE_2013.pdf

Electricity Price and Market Value of VRE



I costi di integrazione dipendono in larga misura dalla quota di energie rinnovabili sul totale della produzione e quindi risulta estremamente problematico fornire una stima per queste tipologie di costo. Tuttavia non è irragionevole ipotizzare che eolico e fotovoltaico potrebbero richiedere costi di integrazione di circa 30 €/MWh per livelli non elevati di penetrazione di rinnovabili intermittenti. La produzione elettrica da biometano non genererebbe invece di paragonabili costi di integrazione essendo programmabile, non soggetta a rilevanti errori di previsione e più facilmente collocabile in prossimità dei centri di consumo.

Se i costi di integrazione vengono aggiunti ai costi di generazione la produzione elettrica da biometano si mostra competitiva con le fonti rinnovabili intermittenti.

ISGAS :

Osservazione 1 [ISGAS]	
Gestore cui fa riferimento l'osservazione	S.G.I.
Capitolo dello schema di Piano	3.1 - 3.5.2.2.
Testo osservazione	<p><i>A pag 38 del Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale relativo all'anno 2016 proposto dalla S.G.I. Società Gasdotti Italia, viene dichiarato : "Nel contesto sopra delineato, ed in continuità con i precedenti Piani Decennali, S.G.I. sta perseguendo un piano di sviluppo in 3 fasi della dorsale principale e delle contestuali linee regionali di collegamento, in modo da consentire il più rapido allaccio di quei bacini di consumo già recettivi, che siano aree industriali o reti di distribuzione già sviluppate (e.g. Cagliari, Sulcis, Sassari, ecc.). Le tre fasi possono essere realizzate in sequenza o in parallelo in relazione agli obiettivi assegnati. Potrà poi essere prevista una 4° fase che colleghi l'area di Olbia soprattutto qualora sia confermato un collegamento via condotta, anche indiretto, con l'Italia continentale. Il piano completo della metanizzazione della Sardegna, dal punto di vista della rete di trasporto, comprenderà: - connessione in rete di due diversi Depositi Maggiori di GNL con capacità iniziale di circa 30.000 m3 e banchine per il carico di GNL su autocisterne;" A tale proposito si specifica che la ISGAS ENERGIT MULTIUTILIEIS SPA con sede in Cagliari, via Italia 167, ha in corso una procedura finalizzata alla costruzione di un deposito costiero /minigassificatore avente una capacità di stoccaggio complessiva pari a 22.000 mc di GNL, localizzato nell'area del Porto Canale di Cagliari e direttamente collegato ad un braccio di carico ubicato in banchina. Detto deposito è immediatamente connettibile , in fase gas, al Feeder esistente al servizio dell'Area Vasta di Cagliari (utenza potenziale di 140.000 unità) con reti di distribuzione interconnesse già costruite per circa 500 km ed attualmente in esercizio ad aria propanata. Pertanto si chiede di voler inserire sin dalla Progettazione Preliminare il minigassificatore localizzato nel Porto Canale di Cagliari come ulteriore punto di ingresso del GNL. Da ultimo si fa notare che, quella sul minigassificatore proposto da ISGAS risulta essere, ad oggi, l'unica procedura autorizzativa per opere simili nell'area del sud Sardegna e che la stessa iniziativa , in data 7 Febbraio 2017 , è stata valutata positivamente nel corso di un tavolo tecnico al quale hanno partecipato i diversi Enti Competenti .</i></p>
Controdeduzione	<p>Il programma di sviluppo della rete SGI prevede la realizzazione in Sardegna di un sistema di metanodotti, nazionali e regionali, che interesserà l'intera isola, da attuarsi in varie fasi.</p> <p>In una prima fase, recentemente sottoposta a VIA presso l'Assessorato regionale Difesa dell'Ambiente della Regione Sardegna, viene proposta la realizzazione di una rete di trasporto di circa 195 Km che interesserà le province di Oristano, Sud Sardegna e Città Metropolitana di Cagliari, oltre a 29 comuni del centro-sud dell'isola. Il progetto include impianti per l'immissione in rete del gas naturale, impianti di consegna alle reti cittadine e di distribuzione (Monserrato, Oristano, Assemini-Macchiareddu e Carbonia) e impianti di derivazione per la successiva estensione della rete di trasporto regionale ad altri bacini del centro sud.</p> <p>Questa iniziativa ha come obiettivo primario l'allaccio più rapido ed efficiente dei bacini di consumo sia industriali che civili già ricettivi nell'area. Il progetto SGI è disegnato per poter integrare tutti i punti di immissione di GNL rigassificato sulla futura rete di trasporto di gas naturale. A questo proposito si conferma, anche a seguito di osservazioni di Isgas a precedenti Piani Decennali di SGI, che il progetto definitivo delle rete già prevede l'intercettazione del feeder per l'Area Vasta di</p>

	<p>Cagliari presso la centrale di vaporizzazione Isgas di Assemini.</p>
--	---

SGI prende, pertanto, atto della richiesta di allaccio del deposito per immissione in rete da GNL vaporizzato pervenuta da Isgas e darà prontamente seguito agli approfondimenti tecnici in linea con quanto previsto dalla propria procedura di Gestione Nuovi Allacciamenti.

Mauro Pili :

Osservazione 1 [Mauro Pili]	
Gestore cui fa riferimento l'osservazione	S.G.I./Snam Rete Gas
Capitolo dello schema di Piano	-
Testo osservazione	<p><i>Il sottoscritto Mauro Pili, deputato eletto nella circoscrizione Sardegna, sottoscrittore di atti costitutivi della Società Galsi in qualità nel 2002/2003 di Presidente della Regione Sardegna, sottopone all'attenzione dell'Autorità le seguenti osservazioni relative all'incongruenza e contraddizione dei piani presentanti dalle società SGI e SNAM Rete Gas in relazione alla cosiddetta "metanizzazione della Sardegna":</i></p> <ol style="list-style-type: none"><i>1) Contrasto del Piano SGI con le disposizioni di legge e deliberazioni della Commissione europea sulle reti trans-europee energetiche e in particolar modo con la disposizione della legge n. 273 del 2002 «Misure per favorire l'iniziativa privata e lo sviluppo della concorrenza» approvata in via definitiva in data 27 novembre 2002 la Camera dei deputati;</i><i>2) l'articolo 27 della legge sul «Potenziamento delle infrastrutture internazionali di approvvigionamento di gas naturale» (legge n. 273 del 2002) contiene le seguenti disposizioni: 1. Per garantire a mezzo del potenziamento delle infrastrutture internazionali lo sviluppo del sistema del gas naturale, la sicurezza degli approvvigionamenti e la crescita del mercato energetico, sono concessi contributi per il potenziamento e la realizzazione di infrastrutture di approvvigionamento, trasporto e stoccaggio di gas naturale da Paesi esteri, in particolare per la costruzione del metanodotto dall'Algeria in Italia attraverso la Sardegna, per la realizzazione di terminali di rigassificazione e per l'avvio degli studi per la realizzazione di un elettrodotta dal Nord Africa all'Italia; 2. I soggetti che investono nella realizzazione di nuovi gasdotti di importazione di gas naturale, di nuovi terminali di rigassificazione e di nuovi stoccaggi in sotterraneo di gas naturale hanno diritto di allocare, in regime di accesso di cui alla direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 giugno 1998, una quota pari all'80 per cento delle nuove capacità realizzate, per un periodo pari a venti anni;</i><i>3) è fin troppo evidente che la scala gerarchica delle fonti, non essendo intervenuta alcuna modifica, inquadrano tali norme richiamate in modo vincolante come programmazione ordinamentale dello Stato e non modificabile attraverso procedure o proposte subordinate sia sul piano formale che contenutistico;</i><i>4) il 29 gennaio 2003 era costituita a Cagliari la società GALSI acronimo di GASdotto Algeria Sardegna Italia e viene avviato lo studio di fattibilità del metanodotto;</i><i>5) il 15 aprile 2003 prima riunione del CDA a Cagliari in concomitanza con l'incontro tra il Presidente della Regione e il Ministro dell'industria algerino per la firma dell'accordo tra Algeria e Sardegna per la realizzazione del metanodotto;</i><i>6) il Galsi, con una capacità di 8 miliardi di metri cubi di gas, rappresenta una risposta concreta al fabbisogno energetico e alla sicurezza di approvvigionamento di gas naturale;</i><i>7) il consorzio GALSI - Gasdotto Algeria Sardegna Italia - è stato costituito da: SONATRAC, EDISON GAS spa, ENEL power spa, Eos Energia spa (controllato da HERA spa ed ha sede in Italia);</i><i>8) il Consorzio ha opzionato l'acquisto di 8 miliardi di metri cubi l'anno di gas dai giacimenti di Hassi R Mel, giacimento situato in Algeria, che alimenta già un altro gasdotto;</i><i>9) GALSI ha realizzato a proprio onere il progetto del metanodotto avvalendosi anche di finanziamenti europei e nella fattispecie risulta destinato al Galsi un finanziamento comunitario pari a circa 120.000.000,00 di euro, dipendente dal fatto che la citata infrastruttura rientra nel progetto di matrice comunitaria EEP (European Energy Programme);</i><i>10) la citata infrastruttura è stata inserita mediante apposito decreto del Ministro dello sviluppo economico riportante la data del giorno 1° agosto 2008, nell'elenco</i>

	<p>delle reti nazionali, su istanza di GALSI;</p> <p>11) GALSI, quindi, si propone di operare sul mercato del Gas come importatore e/o produttore ai sensi di quanto previsto dalla legge 239 del 2004, articolo 2, comma 1, lettera a);</p> <p>... 12) Galsi è stata legittimata ad esercitare l'attività di importazione e produzione di metano in forza di una autorizzazione rilasciata dal Ministero, il quale conseguentemente ha attribuito al Consorzio una facoltà «speciale», senza la quale tale attività non avrebbe potuto essere svolta;</p> <p>13) l'importanza strategica di una struttura come quella pianificata dallo Stato e dall'Europa con il Galsi, e non in contrasto con le normative vigenti, limitata, irrisoria e comunque marginale come la soluzione proposta dalla Società Gasdotti Italia, è data dal fatto che il gas naturale come fonte primaria di energia è in grande crescita e non viene arrestata nè dalla spinta al ricorso alle energie rinnovabili ed al risparmio energetico;</p> <p>14) il gas naturale è, dopo il petrolio, la seconda fonte di energia primaria d'Europa. Si prevede che questo fabbisogno aumenterà del 26,3 per cento entro il 2020 ed in Italia crescerà del 39 per cento più che nel resto d'Europa; entro il 2020 è prevista una riduzione della produzione interna europea del 43 per cento. Anche in Italia la riduzione sarà molto accentuata (- 65 per cento) passando da 11 a circa 4 miliardi di metri cubi di gas; le previsioni circa il futuro scenario del mercato del gas indicano che per garantire la sicurezza dei rifornimenti sul lungo periodo per l'Italia sarà necessario muoversi da subito per espandere in maniera rilevante le attuali infrastrutture destinate all'importazione;</p> <p>15) la società Galsi spa ha chiesto e ottenuto dal Ministero dello sviluppo economico l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio, per la parte ricadente nelle aree di giurisdizione italiana, di un metanodotto per l'importazione di gas dall'Algeria. L'istanza è stata presentata ai sensi dell'articolo 52-quinquies, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica n. 327 del 2001, come modificato ed integrato dal decreto legislativo n. 330 del 2004 relativamente alle espropriazioni per la realizzazione di infrastrutture lineari energetiche.</p> <p>...</p> <p>16) l'approvvigionamento via mare e la realizzazione di rigassificatori Gnl è in totale contrasto con tutte le normative paesaggistiche - urbanistiche ambientali della Regione Sardegna</p> <p>17) l'impatto di navi metaniere sulla Sardegna su porti non esclusivamente preposti costituisce un problema di grave natura non solo concettuale ma anche sul piano della sicurezza. E' fin troppo evidente che tale promiscuità sulle realtà portuali della Sardegna incide non poco sulla sicurezza del trasporto passeggeri, vale per tutte la nefasta tragedia di Livorno con la collisione tra la Moby Prince e l'Agip Abruzzo;</p> <p>18) risultano del tutto escluse dalla proposta progettuale della Società Gasdotti Italia le zone interne della Sardegna, a partire dal sito industriale di Ottana che da decenni attende la soluzione delle problematiche energetiche attraverso la costruzione di un metanodotto;</p> <p>19) risultano del tutto inesistenti provvedimenti legislativi tali da garantire, anche verso ipotesi diverse dal Galsi e comunque minimaliste rispetto alle esigenze di approvvigionamento e strategicità, l'equilibrio di tariffe di approvvigionamento, considerati i costi maggiori che si genererebbero con un trasporto via nave;</p> <p>20) non risulta compiuto alcun serio studio di mercato, si citano disponibilità per appena 20.000 utenti, e la proposta di SGI appare perseguire una soluzione legata più a logiche di sottosviluppo e in contrasto con progetti strategici funzionali allo sviluppo dell'intera Sardegna e del Paese stesso;</p>
<p>Controdeduzioni S.G.I</p>	<p>SGI osserva come le considerazioni esposte debbano essere inquadrate nei più recenti sviluppi legislativi che hanno accompagnato il processo di metanizzazione della Sardegna.</p> <p>In particolare si citano i seguenti provvedimenti:</p> <p><input type="checkbox"/> Maggio 2014: con deliberazione n. 17/14 del 13.05.2014 la Giunta Regionale della Sardegna adotta un "atto di indirizzo" in cui, tenuto conto del fatto che il progetto GALSI non registrava progressi né sotto il profilo autorizzativo né con riferimento alle tematiche di carattere commerciale, decide di avviare le procedure per</p>

esercitare il diritto di uscita da GALSI S.p.A., precisando che tale decisione non avrebbe dovuto in alcun modo "interrompere il processo di metanizzazione già avviato con la realizzazione [...] delle reti urbane di distribuzione del gas, il cui completamento richiede la costruzione di una dorsale di trasporto e delle relative reti intermedie di collegamento";

2015: Linee di Indirizzo Piano Energetico Ambientale Regionale (PEARS) "...il territorio regionale può essere suddiviso in tre ambiti omogenei (nord, centro e sud Sardegna), all'interno dei quali possono essere individuati due potenziali approdi industriali (Sarroch, Porto Torres) per l'installazione dei terminali di rigassificazione in grado di fornire servizi di tipo Small Scale LNG (SSLNG)";

Luglio 2016: viene siglato fra Regione Sardegna e Consiglio dei ministri il "Patto per lo sviluppo della regione Sardegna" attraverso il quale il Governo assicura che la realizzazione della dorsale interna di trasporto, da realizzare per fasi, sia considerata parte della rete nazionale dei gasdotti e che il collegamento della dorsale interna di trasporto sia considerato parte della rete di trasporto regionale;

Agosto 2016: viene approvato in via definitiva (Delibera n. 45/40 del 02/08/2016) il nuovo PEARS 2015-2030 che elenca, all'interno dell'obiettivo generale di sicurezza energetica, quale obiettivo specifico la "Metanizzazione della Regione Sardegna tramite l'utilizzo del Gas Naturale quale vettore energetico fossile di transizione".

Gli atti sopra elencati sono, pertanto, chiaramente espressivi di una volontà politica, nazionale e regionale, di puntare anche nel breve termine su progetti alternativi al GALSI e, in particolare, su progetti che si basino sul ricorso al GNL.

In merito alla denunciata sovrapposizione fra i progetti SGI e Snam Rete Gas per la Sardegna, si ricorda come l'AEEGSI all'art. 4.2 della *Delibera 351/2016/R/gas* chiarisca che l'Impresa Maggiore "(...) elenca in uno specifico allegato al proprio schema di Piano, gli interventi contenuti negli schemi di Piano degli altri gestori del sistema di trasporto (...) e indica (...) eventuali sovrapposizioni tra gli interventi dei diversi gestori del sistema di trasporto". Ad Ottobre 2016, al termine della ricognizione effettuata con tutti i Trasportatori, l'Impresa Maggiore ha escluso la sovrapposizione dei progetti (cfr. Allegato 6 al Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto di gas naturale 2016-2025 di Snam Rete Gas).

I due progetti risultano diversi, sia per tempistiche che per costi (anche sociali) di realizzazione; complementari e non alternativi considerando anche il differente diametro delle progettazioni previste, 48" per il Galsi, 16" per il progetto SGI-Sardegna.

Data la diversa natura dei due progetti (metanizzazione dell'isola per il progetto SGI da un lato e importazione di gas naturale per il sistema nazionale per quello Snam Rete Gas dall'altro), si possono tutt'al più immaginare sinergie future tra i due progetti qualora venissero realizzati entrambi.

SGI ha illustrato pubblicamente i propri progetti di metanizzazione della Sardegna sin da Maggio 2014 con la presentazione del proprio Piano Decennale 2014-2023 e lo stesso Ministero per lo Sviluppo Economico si è più volte espresso in merito, in particolare:

- nella comunicazione ai Trasportatori del 25 maggio 2016 (prot. 0014624) di valutazione dei piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale per i periodi 2014-2023 e 2015-2024, svolta ai sensi della Legge 115/2015 contenente, *inter alia*, disposizioni per la corretta attuazione del c.d. Terzo pacchetto Energia, il Ministero ha indicato come progetti di prioritaria importanza ai fini dello sviluppo e della sicurezza del sistema nazionale del gas naturale, anche in coerenza con gli obiettivi della Strategia Energetica Nazionale, i progetti volti a rendere disponibile il gas naturale, anche tramite il GNL, in aree non ancora servite da tale combustibile a condizioni economicamente sostenibili.

- nel Decreto direttoriale 16 novembre 2016 - Aggiornamento della Rete Regionale Gasdotti sono stati inseriti 130+55 km di rete regionale SGI in Sardegna;

- nel Decreto direttoriale 31 gennaio 2017 - Aggiornamento della Rete Nazionale dei

	<p>Gasdotti, sono stati inseriti come facenti parte della Rete Nazionale, i gasdotti SGI in Sardegna per un totale di 409 km di rete.</p> <p>Pertanto, il progetto risulta in linea con l'attuale programmazione ordinamentale e con le valutazioni e gli indirizzi espressi da Governo, Ministero e Regione Autonoma della Sardegna, effettuate in funzione dell'obiettivo di garantire adeguatezza del sistema e sicurezza dell'approvvigionamento.</p> <p>Di seguito, inoltre, si ritiene di formulare risposte puntuali ad alcune delle osservazioni presentate, seguendone l'ordine progressivo:</p> <p>Osservazione 16) La realizzazione di Terminali e Depositi GNL sul territorio sardo è prevista dal Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna che è stato sottoposto a Valutazione Ambientale Strategica;</p> <p>Osservazione 17) La presenza di infrastrutture di stoccaggio e vaporizzazione GNL in porti industriali non solo è già ampiamente diffusa ma soprattutto è destinata ad aumentare notevolmente in relazione all'utilizzo del GNL come combustibile navale promosso dalla Strategia Europea sull'utilizzo dei combustibili alternativi, sfociata nella Strategia Nazionale sul GNL e disciplinata dal Decreto legislativo del 16 dicembre 2016, n. 257 "Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi" ("D.Lgs. 257/2017"). Premesso che la normativa vigente nel prevedere e promuovere la realizzazione di terminali di rigassificazione contiene un'implicita valutazione di non pericolosità assoluta dell'operatività di tali infrastrutture, si ricorda che, come previsto dal D.Lgs. 257/2017, l'autorizzazione delle infrastrutture in esame avverrà nell'ambito di un procedimento unico a cui parteciperanno, <i>inter alia</i>, le amministrazioni competenti in materia di sicurezza nonché delle altre amministrazioni titolari degli interessi coinvolti dalla realizzazione dell'opera e le valutazioni sulla sicurezza degli impianti saranno effettuate caso per caso dagli enti a ciò preposti, fra cui, ad esempio, le singole Autorità portuali, Capitanerie di Porto ed il Comando Provinciale dei VVFF.</p> <p>Osservazione 18) Il tracciato, in realtà, prevede di raggiungere tutti i più importanti bacini anche interni, della Sardegna, ivi compreso il nucleo industriale di Ottana, fino alla città di Nuoro.</p> <p>Osservazione 20) Partendo dalle valutazioni in termini di domanda presenti nel PEARS, SGI ha indicato all'interno del Piano Decennale un consumo di circa 500 ML mc/anno. La realizzazione per fasi della rete e dei relativi adduttori, comporterà un allaccio graduale con un numero di utenze che, a regime, potrà raggiungere le 250.000 unità.</p>
<p>Controdeduzioni Snam Rete Gas</p>	<p>Nell'allegato 6 del Piano decennale "coordinamento interventi altri gestori", così come previsto dalla delibera 351/2016, SRG dà evidenza degli esiti del coordinamento con gli altri TSO per indicare eventuali sovrapposizioni tra i progetti presentati. In particolare SRG presenta il progetto GALSI mentre SGI presenta un progetto per la metanizzazione dell'isola. I due operatori concordano di coordinarsi conformemente alle scelte che verranno effettuate al fine di evitare sovrapposizioni fra i progetti, ad esempio l'eventuale realizzazione del progetto GALSI implicherebbe di rivedere il progetto relativo alla rete regionale sarda di SGI, aspetto che SGI sta già tenendo in considerazione in questa fase.</p>

Novareti :

Osservazione 1 [Novareti]	
Gestore cui fa riferimento l'osservazione	Retragas S.r.l.
Capitolo dello schema di Piano	Piano decennale 2016-2025 rev. 1.1-29.09.2016, capitolo 4.11 Schede informative progetto, progetto 2016_12 scheda dorsale Valli Giudicarie
Testo osservazione	<i>Il "progetto 2016_12 scheda dorsale Valli Giudicarie" prevede la realizzazione di una estensione della rete di trasporto verso le alte Valli Giudicarie con due distinte diramazioni: una verso gli abitati di Pinzolo-Madonna di Campiglio ed una verso Trento allo scopo di interconnettersi con la rete di trasporto Snam. Premesso quanto sopra si propone il prolungamento della diramazione verso gli abitati di Pinzolo- Madonna di Campiglio fino all'abitato di Cles, transitando per il passo Campo Carlo Magno e percorrendo la Val di Sole. Tale proposta consentirebbe il miglioramento della sicurezza e continuità di servizio sia per le utenze delle Valli Giudicarie che per la Val di Non oltre a creare i presupposti per la distribuzione del gas naturale in territori attualmente non metanizzati.</i>
Controdeduzione	La proposta della società Novareti viene recepita e valutata congruente con le previsioni di sviluppo futuro della rete gas di trasporto regionale Retragas nel territorio delle Alte Valli Giudicarie (TN). Come già anticipato in risposta alla società, e come definito nel corso della presentazione di piano lo scorso gennaio a Milano, la proposta verrà inserita nelle valutazioni e previsioni di piano di sviluppo delle reti in Alta Valle Giudicarie, all'interno del progetto di intervento denominato attualmente 2016_12 "rete Alta Pressione Valli Giudicarie (TN)" con un arco previsionale di intervento richiesto, ad oggi ipotizzabile non prima del 2025. Ad oggi l'intervento richiesto è solo previsionale e non ancora autorizzato.



Ministero dello Sviluppo Economico

Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche

Div. V

ANCI

**E. P. C. ALLA AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA IL GAS E IL SISTEMA IDRICO**

**ALLA DGS – UNMIG
SEDE**

Inviata a mezzo pec

Oggetto: Comuni non metanizzati. Chiarimento.

In sede di riunioni della cabina di regia relativa allo svolgimento delle gare di ambito per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale con l'AEEGSI e con l'ANCI è emersa una tematica di rilievo sulla quale si ritiene opportuno fornire il presente chiarimento.

In particolare, da quanto riferito a questo Ministero, in base ad analisi preliminari effettuate in alcuni ATEM di gara, risulterebbe non economicamente sostenibile la metanizzazione di alcuni Comuni facenti parte dell'ATEM stesso, il che porterebbe la stazione appaltante a non inserire tali interventi nel piano di sviluppo dell'ambito poiché non troverebbero, con molta probabilità, copertura rispetto all'analisi dell'AEEGSI. L'ANCI ha pertanto rappresentato l'importanza di poter prevedere la fornitura di tali comuni difficilmente metanizzabili, anche tramite GNL.

In via generale questo Ministero intende evidenziare l'importanza delle prossime gare d'ambito proprio come occasione per la metanizzazione di alcuni comuni attualmente non serviti; quindi il progetto di metanizzazione di tali comuni dovrebbe essere incluso nel piano di sviluppo delle reti dell'ambito. In ogni caso resta l'aspetto della necessaria verifica della copertura in tariffa di tali interventi di metanizzazione che potrebbero essere non ritenuti congrui sotto la lente dell'analisi costi – benefici dell'AEEGSI.

In tali circostanze, laddove risulti che l'intervento di metanizzazione a gas naturale non possa essere inserito nel piano di sviluppo della gara d'ambito in quanto tecnicamente e/o economicamente non sostenibile, o che sussista una urgenza di metanizzazione del Comune, questo Ministero fa presente che, nelle more delle gare d'ambito e del subentro del nuovo gestore, il Comune non metanizzato, confinante con un comune metanizzato o con esso associato, potrebbe stabilire un accordo con quest'ultimo affinché il distributore in esso operante possa estendere la propria concessione e rete anche nel comune non metanizzato, fermo restando che tale porzione di rete sarà successivamente oggetto di gara d'ambito e del futuro subentro del gestore d'ambito. In questo caso dovrà trattarsi di un'estensione della rete già esistente e non di una rete isolata.

Sempre nelle stesse circostanze, il comune non metanizzato potrà comunque procedere – ove ritenga necessario garantire comunque un servizio a rete di distribuzione gas – a far realizzare reti isolate alimentabili a GPL o GNL rigassificato in loco, fermo restando che tali reti saranno soggette alla regolazione dell'AEEGSI.

Il Direttore Generale
Ing. Gilberto Dialuce

Via Mollise, 2 – 00187 Roma
tel. +39 06 47052796 – fax +39 06 47052716
dgsale.div05@pec.mise.gov.it
www.mise.gov.it

Firmato digitalmente da
Gilberto Dialuce
Data: 2016.08.09 21:44:36
+02'00'