

---

---

# **STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE**

**Documento per la consultazione pubblica**

**Osservazioni e proposte ANIGAS**

---

---

*Milano, 8 settembre 2017*

Anigas, Associazione Nazionale Industriali Gas, rappresenta e tutela le aziende del gas in Italia. Costituita nel 1946, e da allora aderente a Confindustria, Anigas riunisce le imprese operanti nei settori del trasporto, dello stoccaggio, della rigassificazione di gas naturale liquefatto (GNL), della distribuzione, della vendita di gas naturale sul mercato finale e all'ingrosso, del *trading* e del gas metano nei trasporti e del biometano. Le imprese che aderiscono ad Anigas sono circa 70 e comprendono tanto i maggiori operatori italiani e stranieri quanto le aziende di medie e piccole dimensioni.

\*\*\*\*\*

### Considerazioni generali

La definizione di una Strategia Energetica Nazionale 2017 (SEN) rappresenta un obiettivo tanto apprezzabile quanto ambizioso. La volontà di definire lo sviluppo del sistema energetico italiano con un orizzonte temporale ampio ha sicuramente il pregio di preconstituire condizioni di certezza e stabilità per promuovere la crescita del Paese attraverso lo sviluppo dell'industria energetica.

Auspichiamo si giunga quindi a un quadro istituzionale che rappresenti un riferimento vincolante per tutti gli attori coinvolti: istituzioni politiche, di governo e regolatorie, nonché operatori del mercato e i consumatori.

Venendo ad analizzare **quale approccio dovrebbe prevedere la SEN nel settore del gas naturale** si ritiene che la stessa dovrebbe condurre il sistema energetico italiano verso un assetto che rappresenti **l'equilibrio migliore rispetto al trilemma europeo** (sostenibilità ambientale, sostenibilità economica e competitività, sicurezza del sistema) avendo come orizzonte temporale il 2050, con il 2030 che rappresenti una tappa intermedia, al fine di evitare il *lock-in* tecnologico.

Occorre impostare un percorso verso la decarbonizzazione e la realizzazione dei *target* ambientali (nonché della traiettoria per il loro conseguimento) che sia il più efficiente possibile e che tenga conto dei costi di determinate scelte e dell'impatto sulla certezza della fornitura energetica nel rispetto del **principio di neutralità tecnologica**.

Si evidenzia la **necessità di un’analisi costi-benefici** che prenda in considerazione l’attuale situazione del sistema italiano (*mix* energetico, tecnologie impiegate, sviluppo infrastrutturale) e, rispetto all’evoluzione futura, tenga conto dei costi d’investimento, della **necessità di valorizzare al meglio le infrastrutture esistenti** (non determinando potenziali *stranded costs*) e dell’impatto in termini economici e occupazionali sulle relative filiere industriali sottostanti.

Con queste premesse il **gas naturale rappresenta nel nostro Paese la risorsa più efficiente** nel perseguire questi obiettivi, essendo quindi non solo elemento essenziale per la transizione ma fondamentale soluzione per un futuro assetto energetico del tutto in linea con l’approccio sopra indicato per i seguenti motivi:

- il ruolo che il gas ha tradizionalmente avuto in Italia ha portato allo sviluppo di un **elevato *know-how*** in grado conciliare **sicurezza, competitività e compatibilità ambientale**;
- l’Italia ha un significativo livello di metanizzazione, con oltre 290.000 km di reti e più di 23 milioni di clienti allacciati<sup>1</sup>, raggiunto grazie a investimenti tesi a garantire continuità, efficienza e sicurezza; promuovere o incentivare fonti diverse in sua sostituzione non solo implica nuovi costi diretti, ma comporta ulteriori costi indiretti connessi a investimenti già sostenuti per la costruzione di un sistema che rischia di non essere pienamente utilizzato; **occorre invece portare a compimento questo disegno raggiungendo le aree non ancora coperte da metanizzazione (parte del Mezzogiorno e la Sardegna)**;
- le infrastrutture di trasporto, distribuzione e stoccaggio del gas naturale, oltre che rappresentare **l’asse portante per lo sviluppo di un *hub* italiano**, posseggono l’intrinseca capacità di integrare **lo sviluppo delle fonti rinnovabili**, potendo sostenere sia il prevedibile incremento nella produzione di biometano, sia la conversione, lo stoccaggio e il trasporto – anche su lunghe distanze - delle eccedenze elettriche da fonte rinnovabile attraverso tecnologie “*power to gas*”. *Policy* energetiche mirate a conservare la piena funzionalità di tali infrastrutture a costi accettabili per il sistema dovrebbero costituire una priorità nell’elaborazione di un percorso “*illuminato*” di decarbonizzazione del sistema economico nazionale, tenuto anche conto del contributo alla sicurezza e alla resilienza del sistema energetico che esse possono garantire in caso di eventi emergenziali di qualunque origine;

---

<sup>1</sup> più dell’82% delle famiglie italiane dispone del gas naturale, il nostro Paese è secondo in Europa – fonte Eurogas

- il nostro Paese **vanta il primo parco di produzione termoelettrica da gas in Europa** (la cui tecnologia è considerata la migliore oggi disponibile sotto il profilo del rendimento e della compatibilità ambientale) che oggi è ampiamente sottoutilizzato e spiazzato da generazione con fonti fossili (carbone) più economiche, più emmissive e meno efficienti, e dalle fonti rinnovabili, che godono di priorità di dispacciamento;
- l'Italia è il paese europeo con il maggior numero di veicoli circolanti alimentati a gas naturale compresso (CNG) e con una rete di distribuzione stradale e autostradale costituita da più di 1.100 stazioni di rifornimento. Com'è noto il settore dei trasporti rappresenta una fonte rilevante e crescente di emissioni gas serra e deve contribuire in misura rilevante alla loro riduzione; **l'impiego del gas naturale nel settore dei trasporti rappresenta oggi una soluzione immediata, efficace, economica e tecnologicamente matura** in grado di accompagnare l'evoluzione verso tecnologie a basse emissioni o *carbon free*, in base al principio di neutralità tecnologica;
- il gas naturale nella sua forma liquida (GNL) infine costituisce **l'unica alternativa oggi utilizzabile per il trasporto a lunga distanza**, navale e su strada, nonché per la metanizzazione di zone isolate (reti isolate a GNL) e della regione Sardegna.

Muovendo da tali premesse, si ritiene opportuno che la SEN debba **riconoscere al gas naturale la funzione di fonte e vettore insostituibile** da valorizzare alla luce dell'esperienza italiana e del *know-how* acquisito nella gestione di determinati servizi, in *primis* l'esperienza nel termoelettrico e nell'uso domestico e residenziale, e non debba essere invece considerata solo come risorsa di transizione.

**La SEN non può prescindere dalla storia energetica dell'Italia, dall'intensa opera di metanizzazione compiuta negli ultimi decenni, dagli investimenti effettuati e dal fatto che il nostro sistema è attualmente basato sull'utilizzo del gas naturale.**

Occorre un forte segnale politico che riconosca il ruolo del gas naturale oggi e domani, nella prospettiva di **un approccio combinato che veda una stretta *partnership* con le fonti rinnovabili.**

Non si può negare che oggi il gas naturale rappresenta la fonte centrale per il soddisfacimento del fabbisogno energetico nazionale e continuerà ad avere un impiego diffuso nel medio-lungo periodo restando anche in futuro una risorsa e vettore energetico rilevante per il nostro Paese, essendo la fonte più versatile negli utilizzi finali, più pulita tra i combustibili fossili e in grado di assicurare la

certezza delle forniture. **Inoltre le attuali infrastrutture consentono già da ora di aumentare la penetrazione del gas naturale nel *mix* energetico, con un contenuto fabbisogno d'investimenti aggiuntivi.**

La SEN non può inoltre prescindere dallo sviluppo del **contesto europeo**, tenendo conto delle politiche a livello comunitario, delle decisioni adottate dai singoli Stati Membri e degli orientamenti in materia di politica energetica individuati anche dagli altri Paesi *extra* UE. La percorribilità concreta di alcune scelte, ancorché valide sul piano teorico, è fortemente condizionata dallo scenario internazionale e – specialmente con riferimento allo sviluppo infrastrutturale e alla sicurezza degli approvvigionamenti – si ritiene che la SEN richieda puntuali valutazioni e un approccio prudente, contestualizzato e coerente con le linee contenute nel *Clean Energy Package* che sostengono che un mercato, se riformato ed equilibrato, è in grado di risolvere i problemi di adeguatezza e sicurezza e di assicurare il conseguimento dei *target* ambientali.

Le considerazioni generali sopra esposte saranno declinate in dettaglio soffermandosi sulle priorità di azione elencate della SEN:

1. sviluppo delle rinnovabili
2. efficienza energetica
3. sicurezza energetica
4. competitività dei mercati energetici
5. accelerazione nella decarbonizzazione del sistema: il *phase out* dal carbone
6. tecnologia, ricerca e innovazione
7. Impianti GNL, reti isolate e metanizzazione della Sardegna

\*\*\*\*\*

## 1. Sviluppo delle rinnovabili

Si evidenzia la necessità di promuovere un'interazione fra il gas naturale e le fonti rinnovabili (FER) nella prospettiva di un sistema energetico a basso impatto ambientale che garantisca la sicurezza della fornitura.

**Nella generazione elettrica il gas naturale deve rimanere risorsa strutturale e non considerata come semplice *back-up***, in un'ottica di uso efficiente delle risorse disponibili e considerando gli impatti che l'evoluzione del parco di generazione potrà avere anche nei Paesi confinanti.

In quest'ottica lo **sviluppo delle FER dovrebbe prima di tutto andare a sostituire le risorse più inquinanti**, evitando che invece le rinnovabili vadano a sostituirsi a fonti che presentano un minore impatto ambientale (come ad es. nella generazione elettrica, in cui le rinnovabili hanno di fatto sostituito il gas naturale mentre il carbone ha conservato la propria quota significativa di produzione).

Occorre promuovere un graduale *phase out* del carbone, utilizzando il sistema di generazione elettrica a gas naturale esistente e le FER (includendo fra queste anche il biometano) evitando di determinare *stranded cost* a carico degli operatori. In tale contesto, occorre finalizzare gli sforzi **per una revisione rapida del sistema ETS a livello europeo** (al fine di evitare fenomeni di “*carbon leakage*” in un contesto che vede l'Italia fra i maggiori importatori di elettricità in Europa).

L'elettricità prodotta in eccedenza da centrali solari o eoliche può essere convertita in idrogeno con un processo di elettrolisi (*power to gas*) e in seguito combinato con anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) ottenendo metano di sintesi (*syngas*) da immettere nella rete del gas naturale che può svolgere un ruolo essenziale per gestire quantità sempre crescenti di energia ottenuta da fonti rinnovabili.

**Tra le FER si deve continuare a incentivare la produzione di biogas<sup>2</sup> e biometano**, una fonte rinnovabile e programmabile che si integra al solare e all'eolico.

Nella SEN si esclude l'incentivazione della produzione elettrica da nuovi impianti di biometano di grande taglia. E' prevista solo l'incentivazione per impianti piccoli (<70 kW) dedicati all'autoconsumo; è sottostante, infatti, l'idea che i costi del biometano siano difficilmente comprimibili nel lungo periodo per cui un'incentivazione non produrrebbe risultati significativi in termini di sviluppo della filiera e di decarbonizzazione a costi efficienti. Nella valutazione di medio-

---

<sup>2</sup> l'Italia è il terzo produttore al mondo di biogas da matrici agricole con circa 1.500 impianti che producono circa 2,4 miliardi anno di metri cubi di biogas

lungo periodo, vanno invece tenute in considerazione ottimizzazioni nella filiera produttiva (dall'utilizzo di rifiuti organici, sottoprodotti, seconde colture e standardizzazione degli impianti) con conseguente contrazione dei costi.

Sarebbe pertanto opportuno e necessario prevedere incentivi per i nuovi grandi impianti di produzione elettrica alimentati a biometano che può inoltre essere anche liquefatto, raccolto e trasportato come GNL tradizionale.

**Il gas naturale negli impieghi domestici e residenziali**<sup>3</sup> deve essere considerato ancora quale risorsa e vettore efficiente su cui fare affidamento, stante l'attuale grado di sviluppo e la capillarità dell'infrastruttura, nonché il ridotto impatto ambientale e la flessibilità della risorsa.

Si esprime preoccupazione rispetto agli indirizzi regolatori che mirano a un consistente sviluppo del vettore elettrico negli usi finali in sostituzione del vettore gas: **si auspica che la regolazione e la normativa assicurino a tutte le fonti gli strumenti per un corretto sviluppo senza penalizzarne alcuna nei confronti di altre.**

**Sul tema delle rinnovabili termiche**, infatti, la legislazione attuale (Dlgs 28/2011 - Allegato 3) determina requisiti di utilizzo delle FER in modo indistinto a qualunque tipologia di edificio nuovo (o sottoposto a ristrutturazione rilevante), prescindendo dalla zona climatica e dall'entità dei carichi termici, elettrici e di raffrescamento, venendo così meno a un criterio generale di ottimalità economica. Inoltre il citato Decreto avendo adottato criteri di valutazione delle fonti rinnovabili calcolati sull'energia finale anziché su quella primaria, ha creato una grave distonia rispetto al rimanente contesto normativo europeo e nazionale; ciò ha comportato in pratica l'esclusione della tecnologia della pompa di calore a gas dal novero delle opzioni disponibili.

Si ritiene quindi essenziale che la decarbonizzazione dei sistemi di *heating & cooling* degli edifici, nuovi o da ristrutturare, si basi su tre principi:

- **neutralità tecnologica** e conseguente modalità di calcolo delle prestazioni delle tecnologie basata sull'energia primaria e non su quella finale (il criterio dell'energia finale, infatti, crea una disparità di trattamento delle pompe di calore a gas rispetto a quello elettriche che ne risultano infatti favorite);
- **requisiti minimi espressi in termini di riduzione di energia primaria** fossile con individuazione del *mix* efficiente fra rinnovabili e gas naturale;

---

<sup>3</sup> il gas naturale con il 43,6% rappresenta il combustibile più utilizzato per il riscaldamento domestico seguito dalla legna (22,1%) e l'energia elettrica (21,7%)

- **criterio di ottimo economico** attraverso un'adeguata analisi costi-benefici, che tenga adeguatamente conto degli investimenti necessari (per il sistema di trasporto e distribuzione di energia elettrica e per i lavori di competenza del cliente finale) e dei possibili costi derivanti dal possibile minor utilizzo dell'infrastruttura gas.

Va infine evidenziato che in più parti della SEN è chiaramente indicata la necessità di adottare normative più stringenti agli impianti di riscaldamento alimentati a biomasse (*pellet* e legna) con l'intento di tener conto dei negativi impatti emissivi di tali impianti dal punto di vista sia ambientale sia sanitario. A tal riguardo, si evidenzia che gli interventi incentivanti fino ad ora attuati hanno purtroppo promosso la diffusione d'impianti ad uso domestico altamente emissivi.

Deve essere garantita quindi un'inversione delle scelte fino ad ora adottate, anche attraverso l'introduzione di specifici divieti o limitazioni d'installazione di questi tipi d'impianti, soprattutto quando sono disponibili sistemi di riscaldamento alimentati a combustibili (quali quelli gassosi) che non presentano problematiche connesse alla qualità dell'aria.

Inoltre, proprio al fine di controllare e monitorare le emissioni derivanti dall'impiego degli impianti di riscaldamento alimentati a biomassa, assume importanza fondamentale modificare l'attuale assetto normativo (DPR 74/13) al fine di prevedere anche per questi impianti (anche con potenza inferiore ai 5 Kw) controlli di manutenzione e di efficienza con cadenza almeno annuale, nonché la registrazione dei dati relativi ai controlli stessi ed al quantitativo di prodotto utilizzato nell'ambito del catasto degli impianti termici. **In tal senso dovrebbe essere integrata la SEN.**

## **2. Efficienza energetica**

Come evidenziato nella SEN, l'Italia presenta *performance* elevate in termini di efficienza energetica rispetto agli altri paesi europei; pur concorrendo a tale risultato numerosi fattori (dagli interventi nel residenziale a quelli nei trasporti) ci si focalizzerà sul tema più attinente al nostro settore, quello dei Certificati Bianchi o Titoli di Efficienza Energetica (TEE).

A circa 12 anni dalla introduzione nella legislazione italiana, **il meccanismo incentivante dei Certificati Bianchi è diventato una *milestone* per le politiche di promozione dell'efficienza energetica** e, visti gli ambiziosi *target* di riduzione delle emissioni climalteranti collegate al sistema ETS, acquisirà un'importanza ancora maggiore nei prossimi anni. Proprio per tali ragioni risulta



indispensabile che tale meccanismo sia effettivamente in grado di assicurare certezza e stabilità per gli investimenti che devono essere messi in campo, nonché evitare situazioni di scarsità di offerta di titoli sul mercato con la conseguente impossibilità per i soggetti obbligati di adempiere ai propri obblighi annuali.

A seguito della pubblicazione in Gazzetta Ufficiale del Decreto Ministeriale del 11 gennaio 2017, contenente le nuove linee guida sui titoli, si evidenzia che l'introduzione di modifiche <sup>4</sup> al meccanismo dei TEE porteranno ragionevolmente ad uno sbilanciamento tra domanda ed offerta in quanto gli interventi tenderanno a “costare” di più e gli obiettivi diventeranno più gravosi da raggiungere soprattutto per i soggetti obbligati.<sup>5</sup>

Proprio per impedire l'eventualità di un simile sbilanciamento tra domanda e offerta (con i conseguenti danni per i soggetti obbligati), nonché stimolare il funzionamento del mercato dei TEE, si propone di **adottare misure che facilitino l'offerta dei titoli disponibili**, quali **l'introduzione di una “scadenza” per la messa sul mercato dei titoli** (nel senso della adozione di un termine, trascorso il quale, i titoli vengono ritirati – ad esempio dal GME o dal GSE – ad un prezzo prefissato, anche in coerenza con le scadenze di raggiungimento degli obiettivi definite nei confronti dei soggetti obbligati) **e/o l'applicazione di un corrispettivo di giacenza** (introduzione di un corrispettivo per i soggetti che trattengono titoli disponibili oltre un certo periodo).

Per converso si ritiene che la riduzione a un solo anno, anziché due, della compensazione dell'obbligo residuo introdotta dall'Autorità per l'energia elettrica il sistema idrico<sup>6</sup> comporterà con ogni probabilità una ulteriore riduzione dei titoli disponibili.

**L'offerta dei TEE deve essere quindi coerente con la domanda indotta dalla normativa.**

Sotto questo profilo l'evoluzione normativa e regolatoria in corso deve essere indirizzata a garantire questo equilibrio. Squilibri fra offerta (scarsa) e domanda (determinata da obblighi normativi) sono inaccettabili e determinano rendite di

---

<sup>4</sup> ad esempio l'abolizione del coefficiente moltiplicatore (tau), l'erogazione nell'arco di una vita utile maggiore dell'attuale, le nuove modalità di valutazione e certificazione dei risparmi energetici e la sostituzione dei metodi di valutazione sinora utilizzati con i nuovi

<sup>5</sup> come evidenziato dalla recente indagine conoscitiva sui TEE condotta dall'Autorità per l'energia elettrica e il sistema idrico – Delibera n. 292/2017/E/efr 28 aprile 2017 “Chiusura dell'istruttoria conoscitiva, avviata con deliberazione dell'Autorità 710/2016/E/efr, orientata all'eventuale revisione delle modalità di determinazione del contributo tariffario del meccanismo dei titoli di efficienza energetica”

<sup>6</sup> Delibera n. 514/2017/R/efr 6 luglio 2017 “Approvazione dell'aggiornamento delle regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica (certificati bianchi) ai sensi della deliberazione dell'Autorità 435/2017/R/efr e del decreto interministeriale 11 gennaio 2017”

posizione fra gli operatori del mercato e rischi ingestibili da parte dei soggetti obbligati. **I distributori, soggetti obbligati, devono essere completamente coperti da rischi derivanti dalla carenza di offerta di titoli.** La copertura tariffaria dell'onere deve essere integrale, soprattutto in presenza di un mercato di titoli con un evidente disequilibrio fra domanda e offerta.

Riguardo l'ipotizzato allargamento della platea dei soggetti obbligati ai venditori non riteniamo opportuna al momento tale scelta. La materia dovrà essere oggetto di un'accurata analisi in termini di costi-benefici per capire possibili implicazioni rispetto al meccanismo attuale, tenendo in debito conto che il portafoglio dei venditori di energia è caratterizzato da una dinamicità di movimentazioni in ingresso e in uscita, e quindi da un'incertezza nella durata del rapporto contrattuale con il cliente finale, che rende difficile l'individuazione degli obiettivi di efficienza energetica in capo ai venditori, e che la rimozione del regime di tutela dal 1 luglio 2019 pone la necessità di valutare opportuni meccanismi di copertura degli oneri sostenuti per gli interventi di efficienza energetica.

### 3. Sicurezza energetica

Per quanto riguarda le **reti di trasporto**, la SEN formula proposte volte a uno sviluppo e ammodernamento, in chiave sostenibile e competitiva, del mercato energetico italiano anche alla luce dell'evoluzione dei mercati e degli indirizzi europei.

La SEN individua gli sviluppi infrastrutturali che permetterebbero di migliorare il margine di sicurezza del sistema gas<sup>7</sup> e gli interventi che renderebbero il sistema più sicuro, flessibile e resiliente, consentendo al nostro Paese di beneficiare del periodo di *over supply* e permettendo in particolare al GNL *spot* di competere con i volumi dal Nord Europa come fonte marginale,.

Tuttavia, nel valutare lo sviluppo di **nuove infrastrutture** per l'Italia, occorre evidenziare come l'eventuale nuova capacità infrastrutturale dovrebbe essere:

- coerente con i fabbisogni attesi di gas naturale;
- risultante da un'analisi costo-benefici che prenda in considerazione preliminarmente l'utilizzo più efficiente delle infrastrutture esistenti;
- associata alla reale diversificazione delle fonti di approvvigionamento e della *security of supply*;

---

<sup>7</sup> tra questi, oltre allo sviluppo del gasdotto TAP, l'incremento della punta di erogazione di stoccaggio e la realizzazione di nuova, l'ipotesi di sviluppo di 4 miliardi di metri cubi/anno di nuova capacità di rigassificazione attraverso una FSRU).

- accompagnata dall'introduzione di meccanismi tariffari che correttamente facciano ricadere i costi sui beneficiari dell'infrastruttura.

Come evidenziato nella SEN, lo scenario di mercato vedrà uno spostamento progressivo dai contratti *Long-Term* verso forniture *spot* approvvigionate dai principali *hub* europei. La sicurezza e la competitività di approvvigionamento dipenderanno pertanto sempre di più dalla capacità di mettere in competizione rotte e Paesi alternativi, via gasdotti e GNL, massimizzando i flussi commerciali effettivamente importabili dal mercato italiano alle migliori condizioni economiche.

In un Paese, come l'Italia, dove il 90% della domanda di gas è soddisfatta mediante importazioni, tale nuovo scenario di riferimento impone alcune riflessioni non solo in termini di nuovi investimenti da realizzare, ma anche in termini di strumenti da privilegiare al fine di perseguire **l'obiettivo generale di "efficienza del sistema gas"**, declinato in termini di concorrenza, competitività, sicurezza, diversificazione delle fonti, prevedibilità, sostenibilità e, non da ultimo, stabilità tariffaria.

A tale proposito, Anigas ha già rilevato nell'ambito della consultazione<sup>8</sup> dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico sul V° Periodo Regolatorio delle tariffe di Trasporto la necessità che la struttura tariffaria sia disegnata in maniera tale da favorire la **concorrenza sulla materia prima** limitando per quanto possibile le differenze di costo logistico tra diversi mercati europei e differenti canali di approvvigionamento. Ciò contribuirebbe a perseguire parallelamente **l'integrazione del mercato italiano con quello europeo**, valorizzando peraltro il ruolo del mercato italiano alla luce delle sue specificità geopolitiche.

In tale ottica, un progressivo spostamento del peso delle tariffe dagli *entry* agli *exit* potrà contribuire ad evitare circoli viziosi di aumento delle tariffe a fronte della riduzione della capacità conferita su base pluriennale.<sup>9</sup>

Anigas perciò **condivide la necessità di definire nuove logiche rispetto all'attuale struttura tariffaria**, nel rispetto delle normative comunitarie, che

---

<sup>8</sup> Consultazione 8 giugno 2017 n. 413/2017/R/gas "Criteri di regolazione delle tariffe e della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione. Inquadramento generale e linee di intervento

<sup>9</sup> Ciò potrebbe portare, in una sorta d'involuzione a spirale, al manifestarsi di una c.d. *self-fulfilling prophecy* ovvero di una situazione distorta in cui gli *shipper* prenotano meno capacità in previsione di un aumento della tariffa e quest'ultima s'incrementa anche alla luce della minor capacità prenotata, compromettendo la sicurezza e la concorrenza delle diverse fonti di approvvigionamento, nonché la competitività del sistema gas.

promuova un uso efficiente delle infrastrutture supportando in particolare l'attrattività del mercato italiano per le direttrici di approvvigionamento da Sud.

Per quanto riguarda **le reti di distribuzione** si è rilevata con sorpresa la pressoché totale assenza di indirizzi e riflessioni, all'interno della SEN, sul tema della **riassegnazione delle concessioni del servizio di distribuzione gas in esito alle gare per ambito territoriale (Atem)**.

Le gare d'Atem rappresentano un momento fondamentale per la razionalizzazione del settore, che insieme al suo consolidamento dovrebbero apportare nel medio periodo benefici per il sistema e per i clienti finali, anche per effetto di maggiori efficienze nello svolgimento del servizio.

Ai fini di una più completa valutazione strategica e prospettica delle infrastrutture esistenti, la SEN dovrebbe necessariamente analizzare i vincoli, e relative strade percorribili per la rimozione degli stessi, che ancora ostacolano un pieno sviluppo delle gare.

La principale necessità, allo stato dell'arte, continua ad essere quella di **una chiara definizione di un calendario gare definitivo e percorribile** da parte sia degli operatori che delle Stazioni appaltanti. Al riguardo, le tematiche da affrontare dovrebbero riguardare anche: le motivazioni alla base dei continui ritardi nella pubblicazione dei bandi (ad oggi solo due bandi sono giunti alla pubblicazione delle offerte); la presenza di successivi interventi normativi che hanno condotto alla "cristallizzazione" di situazioni in cui gli Enti locali sono disincentivati ad accelerare il processo volto al nuovo affidamento del servizio; la necessità, al di là di quanto già previsto dal Ddl Concorrenza, di norme che introducano una reale semplificazione della verifica degli scostamenti VIR – RAB e delle procedure per giungere alla gara.

#### **4. Competitività dei mercati energetici**

**Per quanto riguarda il mercato italiano del gas**, le misure proposte mirano ad aumentare la competitività garantendo un adeguato livello di sicurezza degli approvvigionamenti e la flessibilità del sistema nella transizione energetica, che porterà - al 2030 e oltre - all'affermarsi del ruolo preponderante delle fonti rinnovabili nel *mix* energetico italiano, e a quello del **gas come partner complementare per il raggiungimento, in modo efficace, sostenibile ed efficiente, degli obiettivi di decarbonizzazione, garantendo la resilienza del sistema.**

Le **iniziative pro competitività** si pongono l'obiettivo di favorire l'allineamento dei prezzi italiani (PSV<sup>10</sup>) con i prezzi dei mercati liquidi del Nord Europa (rappresentati dal TTF<sup>11</sup>), dove le modalità di formazione dei prezzi sono maggiormente rappresentative dell'evoluzione di domanda e offerta. In tal senso, la **proposta di redesign delle tariffe di trasporto** e dei corrispettivi posti a carico degli *entry* e degli *exit* della rete potrà contribuire alla creazione di un vero mercato unico del gas a livello europeo garantendo al contempo la competitività delle forniture e la sicurezza del sistema.

Per quanto riguarda **le infrastrutture**, nell'ottica di promuovere in modo efficiente lo sviluppo della domanda gas da parte dei clienti caratterizzati da una domanda sensibile ed elastica alle variazioni di prezzo, Anigas auspica una revisione delle modalità di applicazione delle componenti aggiuntive alle tariffe delle infrastrutture gas di trasporto e di distribuzione, relative alla copertura degli oneri di carattere ambientale (RE e RET), nonché di alcuni oneri generali di sistema. Tra questi potrebbe ad esempio essere considerata una più **opportuna e mirata applicazione dei corrispettivi aggiuntivi alla tariffa di trasporto**, la cui applicazione andrebbe spostata in riconsegna al fine di non alimentare artificialmente gli *spreads* tra PSV e *hub* europei.<sup>12</sup>

Sotto il **profilo infrastrutturale** si rimarca l'**esigenza di valorizzare gli asset esistenti del gas naturale** (stoccaggio, trasporto, distribuzione, rigassificazione e centrali a ciclo combinato) e di creare un contesto attrattivo per gli investitori, in particolare con riferimento alle infrastrutture della distribuzione locale **sboccando lo stallo nell'avvio delle gare d'ambito per la distribuzione del gas**.

Sul **piano del mercato** è auspicabile la creazione di una maggiore liquidità del mercato sia sul fronte "*wholesale*" sia su quello "*retail*".

Sul **fronte wholesale**, in una prima fase di avvio del mercato Anigas valuta positivamente la previsione di introdurre delle figure quali "*liquidity provider*" e "*market maker*" che, su base volontaria, si assumano il compito di garantire maggiore negoziabilità dei prodotti quotati sul Mercato del Gas (MGAS),

---

<sup>10</sup> Punto di Scambio Virtuale o PSV è il punto virtuale della rete nazionale dei gasdotti, situato tra i punti di entrata e di uscita della medesima rete, presso il quale i soggetti abilitati possono effettuare scambi e cessioni di gas, individuato, nell'ambito delle modalità di cui all'articolo 1 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico n. 22/04, quale mercato regolamentato ai sensi dell'articolo 13 della Delibera n. 137/02.

<sup>11</sup> Title Transfer Facility o TTF(Olanda) rappresenta il più importante punto di scambio continentale per il mercato del gas naturale in Europa.

<sup>12</sup> In particolare si potrebbe prevedere che il corrispettivo *CVfg* oggi applicato ai volumi immessi agli *entry* e il corrispettivo di stoccaggio strategico *CSt*, oggi applicato ai volumi di gas importati e prodotti assoggettati a *royalties*, siano applicati rispettivamente ai *city gates*, in coerenza con la funzione svolta da tale risorsa.

contribuendo alla crescita del sistema degli scambi di gas sui mercati. Inoltre, sempre in ottica di sviluppo dei mercati energetici si auspica una gestione integrata delle diverse piattaforme di scambio e delle relative garanzie.

Per quanto riguarda il **retail** è necessario giungere a una **piena liberalizzazione del mercato**, superando la tutela di prezzo e limitando l'eccessiva regolazione delle attività di vendita.

La prossima tappa prevista dal **Ddl Concorrenza al 1° luglio 2019** comporterà la **cessazione del prezzo di riferimento regolato anche per il settore domestico**, rispetto al quale ciascun venditore sarà libero di offrire le sue condizioni economiche. Pertanto in questa fase è fondamentale stimolare il cliente finale a porsi attivamente sul mercato energetico. In questi anni, il suo comportamento è sicuramente cambiato infatti il mercato del gas naturale non è fermo<sup>13</sup>, vede un costante e progressivo incremento dei passaggi al mercato libero che va tuttavia stimolato affinché si completi la liberalizzazione. È proprio questo il “percorso” su cui occorre focalizzare l'attenzione a livello istituzionale e regolatorio.

Si ritiene innanzitutto necessario individuare gli strumenti che sollecitino la scelta di un fornitore da parte dei clienti meno interessati o consapevoli, **promuovendo una maggiore trasparenza e confrontabilità delle offerte presenti sul mercato libero**. Tale obiettivo passa necessariamente attraverso una campagna informativa mirata che deve prima di tutto essere portata avanti dalle Istituzioni affinché il cliente finale possa cogliere l'autorevolezza di un messaggio comunicato nel suo stesso interesse.

Gli operatori della vendita hanno investito in questi anni e continuano a investire in campagne finalizzate a promuovere le proprie offerte sul mercato libero, ma occorre un forte segnale anche da parte delle Istituzioni governative che rafforzino l'importanza della liberalizzazione del mercato del gas. L'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha avuto un ruolo centrale e determinante nel contribuire alla sempre maggiore consapevolezza del cliente finale rispetto all'apertura del mercato e oggi possiamo dire che il consumatore medio sia pronto a muoversi sul mercato del gas analogamente a quanto possa ritenersi capace di muoversi su altri mercati già liberalizzati.

Si ritiene che il superamento del regime di tutela di prezzo rappresenti un'occasione per dare nuovo impulso alla domanda e **stimolare il cliente finale a prestare più attenzione alle opportunità che offre il mercato**. Per

---

<sup>13</sup> come dimostra l'incremento dei tassi di *switching* che è progressivamente aumentato, portando la quota del mercato libero nel settore domestico gas al 44% (dati Relazione Annuale AEEGSI 2017 – Tavola 3.34 su dati 2016)

questa ragione, si ritiene importante **evitare meccanismi d'asta** che portino a un passaggio di massa della clientela o all'intervento dei servizi di ultima istanza, che sortirebbero l'effetto di avallare comportamenti passivi del consumatore. La gradualità del passaggio al mercato pienamente libero deve avvenire anche attraverso una semplificazione regolatoria che, sul versante dell'offerta, consenta ai venditori di operare con sempre maggiore dinamismo sul mercato e, lato domanda, permetta ai consumatori di avere accesso a informazioni chiare, semplici e agevolmente comparabili. In tal senso, Anigas auspica un potenziamento e un'evoluzione degli strumenti che favoriscono la comprensibilità e la comparabilità delle offerte presenti sul mercato libero, sia quelle *energy only* che quelle comprensive di servizi a più alto valore aggiunto. Ciò anche in linea con le previsioni del Ddl Concorrenza in materia.

Infine occorre prendere in considerazione il cosiddetto **rischio regolatorio**: è necessario che la regolazione del mercato italiano sia basata su criteri di stabilità, certezza e chiarezza, che non preveda disposizioni con effetti retroattivi e consenta agli operatori di avere il tempo necessario per adeguarsi ai cambiamenti. **Una gestione più prevedibile dei percorsi di riforma e che elimini in maniera definitiva e sistematica effetti retroattivi porterebbe a questo proposito notevoli vantaggi e aumenterebbe l'attrattività del mercato italiano dell'energia.**

Sempre al fine di accrescere un *engagement* "responsabile" del cliente si ritiene indispensabile **rafforzare gli strumenti di contrasto alla morosità dei clienti finali**. Ciò consentirebbe al contempo di salvaguardare il cliente "buon pagatore" rispetto alle insolvenze dei clienti morosi e di tutelare la stabilità dell'intera filiera. Uno degli strumenti che potrebbe essere preso in considerazione consiste nel condizionare lo *switching* al pagamento di insolvenze pregresse, mutuando sostanzialmente il meccanismo del "*supplier objection*" adottato da anni nel Regno Unito. Recentemente l'Autorità di regolazione inglese (Ofgem), nel riconfermare il successo di tale strumento, ha sottolineato come tutta la *customer base* possa beneficiare di misure volte a colpire chirurgicamente i clienti morosi, evitando cioè che gli insoluti di quest'ultimi vengano collettivizzati.

Infine per quanto riguarda il "*Market Design*" del settore elettrico (che ha comunque ripercussione sul settore gas), la SEN riprende il ruolo del *Capacity Mechanism* e lo estende oltre a quanto è ipotizzato dalla Commissione Europea e dal *Clean Energy Package* in discussione. Si ricordano alcuni principi che stanno guidando l'azione europea sul *Clean Energy Package*, imperniato sul consumatore e sul mercato, che non sempre sono ripresi coerentemente nel testo della SEN, in particolare:

- il calcolo dei costi delle diverse tecnologie rinnovabili, per portare a decisioni efficienti per il sistema, richiede l'internalizzazione dei costi sia di generazione che di integrazione;
- i meccanismi di creazione del prezzo delle rinnovabili vanno ricondotti a logiche di mercato.

## 5. Accelerazione nella decarbonizzazione del sistema: il *phase out* dal carbone

Il **ruolo del gas naturale** – in termini di sviluppo potenziale – è definito dalla SEN chiave per la transizione energetica, ma è poi limitato alla funzione di *back-up* del sistema elettrico in una accezione che appare riduttiva.

Il *phase-out* (parziale o totale al 2030) del carbone è solo ipotizzato e non supportato da un'attenta analisi costi-benefici che tenga conto ad esempio del fatto che la sostituzione della generazione da carbone con generazione da gas e rinnovabili è una misura che darebbe un beneficio ambientale in termini di riduzione di emissioni di CO<sub>2</sub>.

Perseguire un obiettivo di decarbonizzazione al 2030 attraverso strumenti che rispondono ai **criteri di efficienza di costo e neutralità tecnologica** richiede l'adozione - nel più breve tempo possibile nei settori in cui siano disponibili efficaci opzioni alternative immediate - di politiche volte alla penalizzazione economica dei combustibili a più elevato contenuto di carbonio.

**In questo quadro, appare fondamentale valorizzare concretamente e da subito il ruolo del gas come *fuel* centrale nel percorso di decarbonizzazione ed elemento integrante del futuro *mix* energetico.**

A questo fine, la strategia energetica dovrebbe contenere una posizione italiana chiara in merito a possibili misure concrete di riforma/rafforzamento del sistema ETS che è il principale strumento per la decarbonizzazione, ma non è stato finora efficace nel favorire lo *switch* verso fonti a più ridotto contenuto di CO<sub>2</sub>.

In tale contesto, è da valutare tramite un'opportuna analisi, l'introduzione nel disegno del *capacity market* di strumenti di politica ambientale che evitino il mantenimento in esercizio – tramite l'accesso al meccanismo – di capacità non efficiente dal punto di vista delle emissioni di CO<sub>2</sub> in linea con la parere della Commissione europea e si raccomanda che l'Italia supporti la proposta di escludere gli impianti oltre la soglia emissiva di 550 g CO<sub>2</sub>/kWh dall'accesso allo strumento.



**In ogni caso si ritiene fondamentale rivedere il meccanismo ETS in modo che possa fornire i corretti segnali di prezzo della CO<sub>2</sub>, favorendo le fonti a minor contenuto di carbonio.**

La SEN giustifica i tempi lunghi previsti per l'eventuale *phase out* del carbone con la necessità di evitare l'insorgere di *stranded cost* per il sistema in caso di accelerazione degli investimenti propedeutici alla sua dismissione.

Per contro va invece sottolineato come gli stessi criteri non vengono adottati nella SEN per gli investimenti già sostenuti per la produzione efficiente di energia elettrica da gas prevedendo invece quote crescenti di fonti rinnovabili, anche oltre la quota nel *mix* ritenuta sufficiente al raggiungimento dei *target* europei.

In Europa, nel solo triennio 2012-2014 la generazione elettrica da impianti a carbone è cresciuta del 12% e quella a gas è diminuita del 24%, nonostante il carbone presenti fattori emissivi di CO<sub>2</sub> più che doppi rispetto al gas naturale.

In Italia, la generazione a carbone è costantemente rimasta su livelli rilevanti negli ultimi anni e l'aumento delle rinnovabili è andato a scapito del gas naturale.

Al 2015, la produzione di energia elettrica da carbone corrisponde a circa il 15% del totale delle produzioni nazionali e corrisponde a emissioni di CO<sub>2</sub> di circa 40 milioni di tonnellate/anno, pari alla metà del totale delle emissioni del settore, di poco inferiori alle 80 milioni di tonnellate/anno.

Gli impianti a ciclo combinato (CCGT), se utilizzati in misura maggiore rispetto ad oggi (le ore equivalenti di utilizzo medio annuo dei CCGT sono crollate negli ultimi anni attestandosi a un valore medio di circa 1.500 h/anno) potrebbero gradualmente sostituire la produzione degli impianti a carbone permettendo una significativa riduzione delle emissioni ad un costo efficiente rispetto ad altre forme di riduzione

A riguardo della quota FER nel *mix* energetico, l'Italia ha già raggiunto risultati di estremo rilievo nella diffusione delle rinnovabili, sia in termini assoluti (superamento degli obiettivi 2020) che in relazione agli altri Stati Membri; inoltre, l'obiettivo vincolante europeo, pari al 27% di penetrazione delle rinnovabili sui consumi lordi finali, non è declinato in sotto obiettivi nazionali e in tale contesto la SEN evidenzia come un livello di penetrazione delle rinnovabili pari al 24% sarebbe comunque sufficiente a garantire il rispetto degli obiettivi ambientali da parte dell'Italia; ciò nonostante – **senza esporne con chiarezza i razionali ed i costi sottostanti, al fine di poter valutare correttamente l'efficienza degli investimenti** – la SEN conferma un obiettivo di penetrazione

delle FER pari al 27%, indicando in un *range* del 48% - 50% il grado di penetrazione delle rinnovabili elettriche.

**Avrebbe quindi senso, in ottica di analisi costi-benefici, valutare l'identificazione di un *target* di penetrazione FER non così elevato**, evidenziandone gli impatti di sistema e confrontandone l'efficienza di costo con altre soluzioni di abbattimento della CO<sub>2</sub> (con l'accelerazione *phase-out* carbone e incentivando l'uso del gas naturale).

In generale, sarebbe opportuno dare **maggiore evidenza alle caratteristiche e ai vantaggi ambientali dal gas naturale**, riconoscendone tutte le potenzialità di applicazione nei singoli settori, evitando di relegare questa fonte al ruolo di *back-up* del sistema elettrico.

Andrebbero infine **risolte le congestioni della rete elettrica** che non permettono di sfruttare al meglio la capacità di generazione installata. In particolare si segnala la necessità di rinforzare le infrastrutture che consentono di interconnettere gli impianti a CCGT alla rete elettrica nazionale al fine di potenziare e renderne più efficiente l'utilizzo.

## 6. Tecnologia, ricerca e innovazione

È importante creare un contesto che favorisca l'evoluzione tecnologica anche di risorse storiche, come il gas naturale, nell'ottica di un impiego di risorse pulite ed impiego efficiente delle infrastrutture di cui già dispone il Paese, nel rispetto del principio di neutralità tecnologica.

In questo contesto si valuta positivamente il ruolo che la SEN attribuisce ai finanziamenti europei, quali strumenti in grado di mettere a sistema iniziative basate sull'eccellenza (tipici di *Horizon 2020*) e le esigenze territoriali (tipicamente finanziate dai Fondi di Coesione inseriti nel quadro offerto del *SET Plan*). Data tuttavia la complessità organizzativa per imprese ed enti pubblici ad accedere ai bandi dei programmi di finanziamento europei, si ritiene opportuno che la SEN preveda modalità di facilitazione di accesso agli stessi anche per gli operatori (gestori di reti) che il cui *core – business* non sia esclusivamente la ricerca *hi-tech*.

Il settore del gas presenta prospettive di sviluppo sul fronte del **biometano** (fonte rinnovabile programmabile – economia circolare, con ricadute positive in termini di filiera agricola e produzione nazionale), della citata tecnologia **power to gas** (per sfruttare la sovraccapacità delle rinnovabili elettriche, legata alla loro intermittenza e discontinuità) e dei nuovi impieghi nel settore domestico

quali le caldaie a condensazione, pompe di calore a gas e piccoli e micro CHP.

**Tali soluzioni tecnologiche permettono di raggiungere obiettivi di decarbonizzazione ed efficienza energetica sfruttando appieno la disponibilità d'infrastrutture esistenti.**

**Si ritiene necessario che gli investimenti in ricerca, sviluppo tecnologico e normazione tecnica debbano essere riconosciuti con specifici corrispettivi tariffari** per permettere di evolvere verso modelli di maggiore efficienza e d'integrazione con le altre reti energetiche (*power to gas, idrogeno, idrometano, small&micro CHP<sup>14</sup>, fuel cell<sup>15</sup>, etc.*)

**Per quanto riguarda il settore trasporti** Anigas promuove una maggiore penetrazione del gas naturale per valorizzare la filiera italiana di eccellenza a livello mondiale e, nel contempo, una decarbonizzazione del settore.

Analogamente, per il trasporto stradale di lunga distanza e marittimo, è importante capitalizzare le esperienze già maturate in altri paesi, fermo restando il principio di neutralità tecnologica con specifico riferimento alle infrastrutture GNL, in linea con le valutazioni operate nel corso del 2015 in ambito ministeriale.

Si auspicano in generale **forme d'incentivazione per espandere la filiera del gas naturale (CNG e GNL)** al fine di avere una maggiore penetrazione sul parco circolante e la costruzione di nuovi punti di rifornimento sulla rete stradale ed autostradale, al fine di avere positive ricadute sulla produzione di veicoli e sulla realizzazione delle infrastrutture per il loro rifornimento.

Per il settore trasporti quindi si auspica una celere adozione dei provvedimenti attuativi della DAFI e in particolare si suggerisce:

- l'adozione di provvedimenti regolatori che favoriscano e indirizzino la realizzazione e l'apertura di nuovi punti vendita di CNG, GNL e biometano in aree che ne sono carenti;

---

<sup>14</sup> Si intendono sistemi domestici e residenziali che producono calore ed energia elettrica. Con "piccola cogenerazione" si indicano le unità di cogenerazione con capacità di generazione installata inferiore a 1 MWe e con "micro-cogenerazione" si intendono quelle con capacità di generazione installata inferiore a 50 kWe.

<sup>15</sup> Il principio alla base delle pile a combustibile (*fuel cell*) è quello della generazione diretta, a partire dalle sostanze reagenti (per esempio idrogeno ed ossigeno) di una forza elettromotrice per mezzo di una reazione elettrochimica, in modo analogo alle pile elettriche.

- modifiche al quadro normativo e regolamentare sul gas naturale CNG e GNL come carburante (*self service*, accesso ai gasdotti, incentivi per gli allacciamenti);
- promozione dello sviluppo delle infrastrutture per il biometano e bioGNL, soprattutto in ambito urbano per l'alimentazione delle flotte di furgoni per la *city logistics* e di autobus per il Trasporto Pubblico Locale;
- necessità di favorire i veicoli a basse emissioni, quali quelli a metano e biometano, l'accesso ai centri abitati e alle zone a traffico limitato (ZTL).

Con riferimento all'ultimo alinea non appare coerente, con il principio di neutralità tecnologica e con quanto già previsto nel D.Lgs. 257/16<sup>16</sup> (di recepimento della Direttiva DAFI), fare riferimento al libero accesso alle ZTL solo per i veicoli ibridi ed elettrici: è pertanto necessario modificare la SEN al fine di riallinearla su tale aspetto alle disposizioni contenute nel citato D.Lgs. 257/16.

Infine, in tema di ricerca e sviluppo, una leva essenziale per raggiungere gli obiettivi di contenimento del riscaldamento globale entro i 2°C sarà la *Carbon Capture and Storage (CCS)* anche associata alle bioenergie (BECCS).

**L'Italia, con ampie strutture geologiche potenzialmente adatte, ha l'opportunità di posizionarsi in un ruolo di leadership su questo tema di rilevanza mondiale, opportunità che potrebbe essere indirizzata dalla SEN.**

## **7. Impianti GNL, reti isolate e metanizzazione della Sardegna**

Con riferimento allo sviluppo degli impianti GNL, Anigas condivide quanto delineato in via generale nella SEN che, ripartendo dalla normativa esistente sullo sviluppo dei combustibili alternativi, può costituire un importante driver di sviluppo della filiera GNL nei trasporti, favorendo, allo stesso tempo, anche la metanizzazione di aree ancora non collegate alla rete (*off grids*) e alla metanizzazione della Sardegna.

Si ritengono ancora valide le azioni prioritarie individuate nel documento di consultazione in tema di Strategia Nazionale per il GNL al fine di consentire il suo sviluppo negli usi finali, ed in particolare:

- la semplificazione e omogeneizzazione delle procedure autorizzative;

---

<sup>16</sup> L'articolo 19 del D.Lgs. 257/16 dà la possibilità per le Amministrazioni locali di garantire il libero accesso alle ZTL a tutti i veicoli alimentati a carburanti alternativi : elettricità, idrogeno, gas naturale GNC/GNL, GPL e ibridi

- l'implementazione e adeguamento normativa tecnica di settore;
- lo sviluppo di un'adeguata logistica a terra;
- il mantenimento di una fiscalità favorevole.

Sarebbe utile, in coordinamento con il Ministero delle Finanze e le altre amministrazioni competenti, definire il mantenimento dell'attuale trattamento fiscale per permettere agli investitori maggiore certezza, oltre che un *framework* regolatorio trasparente e stabile, garantendo in tal modo lo sviluppo di un'adeguata logistica per i nuovi ambiti di utilizzo del GNL.

Risulta poi necessario considerare l'impiego del GNL per quelle realtà industriali che oggi risultano ancora non collegate alla rete dei metanodotti e quindi costrette ad impiegare combustibili ad elevato impatto ambientale. In queste condizioni, il GNL rappresenta una scelta efficiente e ambientalmente compatibile in quanto possiede un elevato rendimento calorifico e richiede una minore manutenzione degli impianti rispetto ad altri combustibili fossili.

Inoltre, utilizzando il GNL l'impresa può procedere anche all'installazione di impianti di cogenerazione o di trigenerazione, con benefici evidenti ed immediati anche in termini di efficienza energetica.

Anigas ritiene che la metanizzazione delle reti isolate e della Sardegna potrebbero essere un ottimo esempio di sviluppo virtuoso, con ricadute positive in termini di benefici economici (riduzione dei prezzi locali dell'energia per gli attuali consumatori finali di GPL e aria propanata) e ricadute ambientali (riduzione emissioni CO<sub>2</sub> sia per consumi urbani che di trasporti marittimi di tre volte rispetto al GPL e di 10/12 volte rispetto al gasolio). Inoltre permetterebbe la realizzazione delle infrastrutture per combustibili alternativi previste dalla DAFI (art.6) con riferimento ai punti di rifornimento di GNL per il trasporto marittimo e su strada.

Con il Patto per lo sviluppo della Sardegna, firmato il 29 luglio 2016 dal Presidente del Consiglio dei Ministri e dal Presidente della Regione Sardegna, il Governo si è impegnato a perseguire l'obiettivo strategico della metanizzazione dell'Isola.

In particolare, il Patto prevede che:

- il gas naturale sia disponibile ai cittadini e alle imprese sarde a un prezzo analogo a quello di altre regioni italiane, attraverso la realizzazione delle infrastrutture necessarie a garantire l'approvvigionamento dell'Isola e il relativo trasporto e distribuzione;

- a tal fine, gli interventi per la metanizzazione della Sardegna siano riconosciuti come progetti strategici (ai sensi del D.Lgs. 93/2011);
- il Governo s’impegna a riconoscere: a) la dorsale interna per il trasporto del gas come parte della Rete Nazionale dei Gasdotti, b) i relativi collegamenti ai bacini di distribuzione - alcuni già in esercizio - come parte della Rete Regionale dei Gasdotti.

Anche il Piano Energetico Regionale 2015-2030 (PEARS) individua il gas naturale strategico per la transizione energetica dell’Isola.

**Affinché ciò si realizzi, è tuttavia necessario prevedere quanto prima un quadro di riferimento certo e chiaro, in cui le reti (discrete o interconnesse) alimentate a GNL siano equiparate per tutti gli aspetti concessori, regolatori, tecnici e commerciali alle reti di gas naturale.**

Per quanto riguarda le reti isolate alcuni orientamenti in materia previsti dal Governo per la SEN e dall’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico<sup>17</sup> destano alcune perplessità: in particolare, **non si condivide la previsione di assimilare la regolazione delle reti isolate di GNL al trattamento delle attuali reti alimentate a GPL.**

A beneficio della definizione di un quadro di riferimento certo e coerente con l’attuale disciplina relativa alla distribuzione del gas naturale, **si ritiene opportuno che la regolazione delle reti isolate di GNL sia assimilata al trattamento della distribuzione del gas naturale dal momento del loro avvio come previsto dal Decreto Letta del 2000.**

\*\*\*\*\*

---

<sup>17</sup> Delibera 12 maggio 2017 , n. 324/2017/R/gas “Avvio di procedimento in materia di reti isolate di GNL per l’attuazione delle disposizioni dell’articolo 14 del decreto legislativo 257/2016, che recepisce la direttiva 2014/94/UE sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi”

Anigas ringrazia per l'opportunità di partecipare alla consultazione nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulla Strategia Energetica Nazionale. Si tratta di un'occasione importante per illustrare la posizione dell'industria del gas rispetto alla politica energetica che rappresenta un rilevante fattore di crescita per l'economia nazionale. Il nostro Paese sta a fatica superando una grave crisi che rischiava di portare a una significativa perdita di competitività dell'industria italiana. La politica energetica è una delle leve per la ripresa e gioca un ruolo cruciale su diversi versanti.

Anigas ricorda che ha già partecipato alla precedente consultazione condotta dal Ministero dello Sviluppo Economico sulla Strategia Energetica Nazionale, presentando un proprio documento. L'Associazione ha inoltre partecipato alla consultazione svolta dalla Commissione Europea sulla politica energetica al 2030, consapevole dell'importanza delle scelte adottate a livello europeo e dell'impatto diretto che hanno sul piano nazionale.