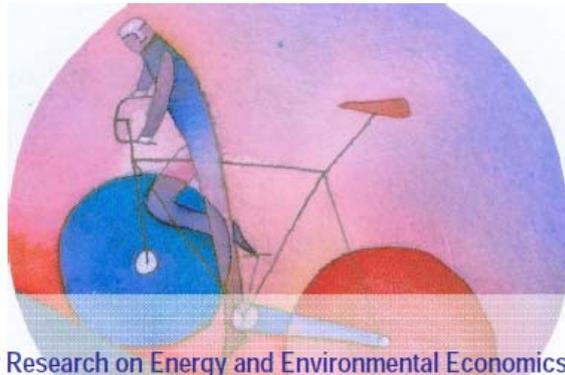


**Bocconi**

**IEFE**

Centre for Research on Energy and Environmental Economics and Policy



Research Report Series – ISSN 2036-1785

**STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE**  
**Consultazione per la Strategia Energetica Nazionale**

*a cura di*

*Simona Benedettini, Monica Bonacina, Niccolò Cusumano,  
Matteo Di Castelnuovo, Marzio Galeotti, Elisabetta Iossa,  
Arturo Lorenzoni, Caterina Miriello, Michele Polo,  
Federico Pontoni, Antonio Sileo*

Research Report n. 11  
November 2012

***IEFE - The Center for Research on Energy and Environmental  
Economics and Policy at Bocconi University  
via Guglielmo Röntgen 1, I-20136 Milan  
tel. +39.02.5836.3820 – fax +39.02.5836.3890  
www.iefe.unibocconi.it – iefe@unibocconi.it***

This report can be downloaded at: <http://www.iefe.unibocconi.it>



## Gli obiettivi

**C1. La definizione degli obiettivi principali implica delle scelte di trade-off con altri obiettivi di politica energetica perseguibili. Quali eventuali obiettivi diversi dovrebbe indirizzare la SEN, tenendo conto del contesto internazionale e del punto di partenza del Paese?**

*Da un'attenta lettura della SEN, più che un trade-off con altri obiettivi di politica energetica, sembra emergere un trade-off tra gli stessi obiettivi ritenuti prioritari dalla SEN. In particolare, sembra difficile considerare quale realizzabile un obiettivo di riduzione del costo dell'energia per i consumatori e le imprese - di per sé e rispetto a quello di altri paesi Europei - a fronte della volontà di perseguire finalità quali il superamento degli obiettivi ambientali 20-20-20, il miglioramento della sicurezza di approvvigionamento (in particolare per il gas naturale), e la promozione della crescita economica sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico.*

*Gli interventi che si intendono attuare, per il conseguimento di quegli obiettivi sembrano infatti apparentemente concorrere ad un incremento di tale costo. Si pensi, per esempio, ai seguenti interventi:*

- 1. la realizzazione di infrastrutture strategiche - "realizzabili con garanzia di copertura dei costi di investimento a carico del sistema, per assicurare nel medio periodo sufficiente capacità di import e di stoccaggio, anche per operazioni spot" - strumentali al perseguimento dell'obiettivo di miglioramento della sicurezza di approvvigionamento.*

*Al riguardo la SEN afferma esplicitamente che tali costi di investimento verranno posti a carico del sistema. Sembra pertanto difficile non ritenere che tale modalità di copertura possa tradursi in tutto o in parte in un aggravio di costi per gli utenti.*

*Inoltre, dato lo scenario descritto nella SEN, è auspicabile un'analisi costi-benefici di questo, come di tutti gli altri interventi previsti, per comprenderne il contributo in termini di welfare ed evitare che consumatori ed imprese si trovino a sostenere costi di investimenti altamente rischiosi.*

*In un contesto, come quello Europeo, caratterizzato da "un calo della produzione di gas" e da "l'aumento più basso [rispetto ad altre aree geografiche] dei consumi, a causa della limitata crescita economica, delle politiche di efficienza energetica e dell'effetto di sostituzione delle rinnovabili" andrebbero infatti attentamente valutati i benefici derivanti da tali investimenti in infrastrutture strategiche, a fronte dei loro costi. A maggior ragione, se come osserva la SEN, esiste "in condizioni normali di esercizio, una situazione di sovraccapacità strutturale rispetto alla domanda, anche prendendo in considerazione non le semplici capacità tecniche 'di targa' delle infrastrutture di import, ma il loro parametro di effettivo utilizzo contrattuale".*

*Questi investimenti sono pertanto strutturalmente destinati a una parziale capacità utilizzata e pongono quindi un problema di copertura dei costi. Oggi occorre rivedere questi piani di investimento alla luce di scenari in cui la domanda europea e italiana di gas potrebbe non crescere ai tassi previsti fino a pochi anni fa. Da questo punto di vista non tutti gli investimenti potrebbero ricevere una stessa valutazione e, a seconda delle aspettative di sviluppo dei mercati del gas, le priorità potrebbero andare a uno o all'altro (es. rigassificatori v. interconnessione con l'Europa)*

- 2. raggiungimento del 20% dei consumi finali lordi da fonti rinnovabili al 2020 (rispetto all'obiettivo europeo del 17%), pari a circa 25 Mtep di energia finale l'anno, in particolare con un obiettivo pari al 36-38% dei consumi finali nel settore elettrico, al 20% nel settore termico, e al 10% nei trasporti.*

*Come osservato nella stessa SEN, a tale proposito sono stati stanziati ulteriori “3,5 miliardi di euro l’anno di incentivi, per un totale di circa 12,5 miliardi di euro l’anno, con un impegno complessivo nei 20 anni di ulteriori 70 miliardi di euro che si aggiungeranno ai 170 già impegnati”. Ciò a sua volta comporta sì una riduzione degli incentivi unitari, ma questi ultimi rimangono pur sempre “al di sopra di quelli di altri Paesi”.*

*Pertanto, anche questo intervento non sembra escludere un aumento degli oneri in bolletta per consumatori e imprese ed essere inoltre coerente con l’obiettivo di riduzione del costo dell’energia per questi ultimi.*

*Inoltre, in un contesto caratterizzato attualmente da un’incidenza degli incentivi per lo stimolo della produzione da rinnovabili pari al 16% circa della bolletta elettrica (98% della componente A3, la quale pesa per il 16% sul totale della bolletta), è auspicabile un’attenta valutazione degli effetti in bolletta di tale ulteriore stanziamento per il superamento degli obiettivi 20-20-20.*

*Ancora una volta sembra augurabile una dettagliata analisi costi-benefici della misura proposta per valutarne non solo l’efficiente fattibilità, ma la coerenza e l’ordine di priorità con gli altri interventi e quindi obiettivi previsti nella SEN.*

*Analoghe considerazioni, in merito all’impatto sul costo dell’energia, valgono per l’introduzione del ‘Conto Termico’ volto a incentivare lo sviluppo delle rinnovabili termiche e il cui “onere atteso a regime per il sistema è di circa 900 milioni di euro l’anno con copertura sulle tariffe di gas”.*

- 3. sviluppo di nuova capacità di stoccaggio, in particolare per le esigenze di punta in erogazione, sia per favorire il buon funzionamento del mercato, sia per garantire elevati livelli di sicurezza di approvvigionamento al sistema.*

*Dato lo scenario descritto nella SEN in merito alla domanda e produzione di gas in Europa e in Italia - si veda il punto 1 - sembrerebbe desiderabile anche in questo caso, come osservato per lo sviluppo di infrastrutture strategiche, la realizzazione di un’attenta analisi costi-benefici per comprendere l’effettiva utilità e necessità pertanto di tali investimenti e la loro coerenza con l’obiettivo di riduzione del costo dell’energia per consumatori e imprese.*

- 4. previsione di un meccanismo di remunerazione della capacità di generazione elettrica basato su un meccanismo ad aste, a partire dal 2013.*

*Anche tale intervento sembrerebbe condurre ad un aggravio di costo per gli utenti del settore. Inoltre, data la esistente sovraccapacità di generazione – riconosciuta nella SEN stessa – sarebbe appropriata una riflessione in merito alla reale necessità e quindi giustificazione di tale misura.*

*Ancora una volta risulterebbe auspicabile un’analisi costi-benefici dell’intervento in questione per comprenderne l’esigenza e la fattibilità. Si veda la domanda C23 per un maggiore dettaglio al riguardo.*

## **Le priorità**

**C2. Le priorità di azione proposte rappresenteranno le aree di maggior attenzione di politica energetica nel medio periodo. Di quali eventuali diverse priorità dovrebbe tenere conto la SEN per garantire il raggiungimento degli obiettivi definiti per il settore?**

*La SEN dovrebbe porre una maggiore enfasi ed attenzione, con più precise indicazioni di policy, in merito allo sviluppo delle infrastrutture di rete nel settore elettrico. Questa sembra essere infatti priorità complementare con lo sviluppo della produzione da fonti rinnovabili che la SEN intende perseguire e rispetto alla quale si propone inoltre il superamento degli obiettivi 20-20-20.*

*In particolare, sarebbe necessario affrontare in maggiore dettaglio gli interventi funzionali non solo all'aumento della capacità infrastrutturale, ma anche allo sviluppo qualitativo di quest'ultima: sviluppo di smart grid, integrazione efficiente delle fonti rinnovabili con localizzazione delle zone ove l'investimento risulterebbe non efficiente poiché caratterizzate da un eccesso di capacità di generazione.*

*In generale, tuttavia, visto quanto osservato nel punto C1 sarebbe auspicabile ancor prima una attenta analisi degli obiettivi e interventi già previsti nella SEN per valutarne la coerenza, e il rispettivo ordine di priorità.*

## **Il percorso di decarbonizzazione al 2030-2050**

**C3. La strategia non si propone una definizione di dettaglio del sistema energetico al 2030 o 2050, proponendosi di mantenere un approccio flessibile alla decarbonizzazione: quali diversi punti di vista e relative implicazioni in termini di politica energetica?**

*Il fatto che la SEN non proponga un dettaglio delle policy che si intendono perseguire dal 2030 al 2050 è limite intrinseco alla stessa SEN che mette in dubbio la fattibilità degli ambiziosi obiettivi ed interventi che si propone di realizzare dal presente sino al 2020. L'orizzonte temporale del 2020 sembra infatti essere orizzonte troppo ravvicinato per poter parlare di strategia e troppo ravvicinato quindi affinché possano trovare soddisfazione gli obiettivi e gli interventi perseguiti dalla SEN stessa, dato inoltre il contesto istituzionale italiano.*

*Con specifico riferimento alla decarbonizzazione, pur comprendendo la difficoltà di operare scelte di policy vincolanti per un lasso di tempo ampio, parlare di approccio flessibile pone in dubbio il reale commitment del Paese al perseguimento di tale obiettivo condiviso a livello europeo e verso il quale molti paesi si stanno orientando in modo significativo e credibile con le proprie scelte di policy energetiche.*

*Sarebbe pertanto auspicabile una presa di posizione maggiormente conclusiva nella SEN, non solo con riferimento allo spirito, ma anche e soprattutto con gli obiettivi della Roadmap al 2050.*

**C4. Se la scelta di fondo europea è quella di un'economia decarbonizzata, gli obiettivi post-2020 potrebbero essere orientati unicamente alla riduzione di emissioni, lasciando libero ogni Paese di scegliere il proprio approccio nel modo più flessibile senza obiettivi specifici su rinnovabili e efficienza energetica. Quale prospettiva più opportuna per il nostro Paese?**

*Il perseguimento degli obiettivi del cosiddetto pacchetto 20-20, di cui alle direttive del 2009, possono servire da esperienza. Mentre per 2013-2020 le emissioni dei settori coperti dal EU-ETS saranno caratterizzate da un target armonizzato tra i paesi membri e centralmente amministrato, nel caso del target sulle emissioni dei settori non-ETS e del target per le rinnovabili i paesi europei dell'Unione sono liberi di scegliere gli strumenti che preferiscono in un'ottica di sussidiarietà. I più recenti sviluppi relativi alle rinnovabili hanno tuttavia evidenziato l'esigenza di armonizzazione dei vari strumenti adottati a livello nazionale come causa e conseguenza di una crescente integrazione dei sistemi elettrici nazionali nonché delle attività economiche di produzione connesse alle tecnologie rinnovabili, soprattutto del sole e del vento. Con il pensiero alla bozza*

*di riforma della tassazione energetica, analoghe considerazioni possono essere immaginate circa gli strumenti da adottare ai fini della riduzione delle emissioni dei settori non-ETS. Queste considerazioni allora suggeriscono anzitutto la necessità di coordinare sempre più gli strumenti, e non solo gli obiettivi, tra i paesi dell'Unione a 27. Questa tendenza è destinata a valere anche e maggiormente nel post-2020, nell'attesa che il grado di integrazione dei sistemi energetici nazionali crescerà ulteriormente. Lo sviluppo nel medio-lungo periodo di nuove tecnologie energetiche richiederà in termini di risorse umane finanziarie un crescente grado di cooperazione a livello europeo: è difficile dunque pensare che in futuro il nostro paese possa e debba effettuare scelte strategiche in autonomia.*

**C5. Come osservato, diverse tecnologie non ancora mature potrebbero avere un impatto rilevante sul nostro sistema nel lunghissimo termine. Quali diverse prospettive o approccio da adottare su questi o altri fattori di discontinuità?**

*L'obiettivo finale è la decarbonizzazione a livello planetario. L'Unione europea ha individuato una roadmap in questa direzione al 2050 (e oltre) che implica la riduzione delle emissioni dell'80% (rispetto ai livelli del 1990). Sia a livello continentale che mondiale la pressione più forte all'aumento delle emissioni è rappresentata dalla crescita demografica e dei livelli di benessere di molti paesi emergenti di oggi e di domani. Lo strumento principale per contrastare questa tendenza è lo sviluppo di nuove tecnologie che riducano i consumi di energia da fonte fossile, oltre che un cambiamento degli stili di vita.*

*In un'ottica di lungo e lunghissimo termine il nostro paese non può se non cooperare con gli altri paesi dell'Unione nella direzione di individuare e quindi sviluppare le opzioni tecnologiche che verranno giudicate meritevoli. Il riferimento naturale qui è allo SET Plan europeo per il post-2050. Questa azione necessariamente coinvolge il settore della ricerca e la necessaria partecipazione ai progetti europei e internazionali, nonché il finanziamento pubblico e il partenariato pubblico-privato.*

*Circa le tecnologie temporalmente più vicine è condivisibile l'intento della SEN di puntare sulle rinnovabili (anche valorizzando maggiormente a livello nazionale alcune tecnologie come geotermia ad alta entalpia, onde e maree, biomasse), sugli accumuli, sulle reti intelligenti, sui biocarburanti – dove molto è possibile e doveroso fare –, sulla mobilità elettrica, sull'efficienza negli usi finali (dai prodotti, soprattutto beni durevoli, ai servizi) e sulle connessioni e la collaborazione industriale con i Balcani e il Nord Africa. Difficile pensare, tuttavia, che nucleare e CCS possano rappresentare tecnologie energetiche su cui puntare significativamente nel medio periodo a livello europeo. Ciò vale a maggior ragione per il nostro paese.*

## **L'efficienza energetica**

**C6. Quali ulteriori barriere hanno impedito finora una più ampia diffusione di soluzioni di efficienza energetica e quali possibili azioni e strumenti (esistenti o nuovi) possono essere lanciati? Come rendere più efficace il sistema dei controlli sugli standard e sulla qualità dei servizi (i.e. le certificazioni degli immobili) senza generare costi e nuovi forme di burocratizzazione?**

*Per rendere più interessante un ruolo attivo nel campo degli investimenti in efficienza energetica è opportuno fornire incentivi non monetari: tempi ridotti per le autorizzazioni in edilizia privata, esclusione degli investimenti in efficienza dai vincoli del patto di stabilità per la pubblica amministrazione; e monetari: fiscalità differenziata, premi alle soluzioni innovative. L'adozione di standard sempre più esigenti è uno stimolo virtuoso per accompagnare il mercato verso le soluzioni a minimo costo sociale, anche quando*

possono portare a costi d'investimento inizialmente maggiori (ma controbilanciati da minori costi di gestione).

**C7. In particolare per quanto riguarda i Certificati Bianchi, l'estensione dei soggetti obbligati anche a società di vendita (come in Francia o in Inghilterra) e/o ad altri operatori potrebbe aumentare il numero di soggetti direttamente coinvolti, risultare più "vicino" ai clienti finali e alle loro esigenze e quindi facilitare il raggiungimento degli obiettivi? Quali opportunità di revisione del meccanismo in questo ambito?**

*Estendere l'obbligo ai soggetti venditori può essere fatto, ma non se ne vede il vantaggio rispetto alla soluzione attuale; piuttosto, allargare la titolarità ad ottenere i TEE a nuovi soggetti è positivo, con la riduzione delle taglie minime di risparmio e la facilitazione ad aggregare interventi di piccole dimensioni (venditori di tecnologia, amministratori, banche finanziatrici).*

**C8. La mancanza di competenza e attenzione nei settori industriali, soprattutto nelle aziende medio-piccole, è stata segnalata da più parti come una criticità per il raggiungimento degli obiettivi in questo settore. L'introduzione di obblighi di audit energetici potrebbe contribuire a risolvere questa criticità? Quali altre iniziative si potrebbero prevedere in questo ambito?**

*Efficienza energetica, sì agli obblighi di audit, per consumatori privati e pubblici; sì anche a una contrattualistica nuova e ben strutturata per il settore pubblico nella fornitura di energia e gestione calore; sì alla formazione economica del personale delle amministrazioni sui temi dell'energia.*

## **Lo sviluppo dell'Hub del gas**

**C9. Si concorda con l'esigenza di aumentare la capacità di importazione attraverso lo strumento delle "Infrastrutture Strategiche"? Quanta nuova capacità sarebbe necessaria e con quale tempistica? Quali i criteri di selezione?**

*La promozione di un mercato del gas competitivo, integrato con l'Europa e con prezzi ad essa allineati, e con l'opportunità di diventare il principale Hub sud-europeo è la seconda delle priorità individuate nella SEN, giudicata elemento chiave per consentire al Paese di recuperare competitività e migliorare sul piano della sicurezza.*

*L'idea dell'hub, se da un lato non è per nulla nuova, dall'altro poggia su solide argomentazioni, quali la favorevole posizione geografica ed il peso del gas naturale nella produzione dell'energia elettrica (maggior disponibilità di gas dovrebbe tradursi in prezzi meno onerosi). Condizione necessaria per un futuro hub sono senz'altro i rigassificatori di GNL.*

*Nell'indicare tra gli obiettivi quello dello sviluppo di uno hub del gas in Italia vanno tuttavia fatte alcune considerazioni. In primo luogo va tenuto conto che, in un processo di sviluppo di hub nazionali in molti paesi europei, stanno sempre più emergendo come mercati all'ingrosso di riferimento quello inglese (NBP) e quello olandese (TTF). L'emergere di hub pivotali, in grado di esprimere segnali di prezzo e di garantire uno sviluppo di strumenti contrattuali via via più complessi è e sarà una caratteristica, osservata anche in analoghe esperienze, di questo processo, e la situazione attuale vede il PVS italiano molto distanziato da altri hub europei per sviluppo e liquidità. Non è quindi ovvio se sia possibile accelerare il processo di sviluppo di uno hub italiano in presenza di un ritardo significativo rispetto a quelli dell'Europa centro-occidentale. Inoltre, va tenuto presente che lo sviluppo di uno hub richiede, per garantirne volumi e flessibilità, condizioni*

*relative alle infrastrutture di approvvigionamento e agli strumenti contrattuali prevalenti per gli operatori, che appaiono diverse da quelle di un'area prevalentemente, ad oggi, approvvigionata con gasdotti internazionali e contratti di lungo periodo con i produttori. Occorrerebbe quindi una riflessione più approfondita per comprendere se lo sviluppo di uno hub per il Sud Europa sia un'esigenza che il mercato oggi avverte, o non sia invece più agevole e promettente la prospettiva di un potenziamento delle interconnessioni con gli hub europei emergenti. Analoghe considerazioni vanno fatte rispetto alle prospettive di allargamento del parco di rigassificatori.*

*È vero infatti che la maggior offerta di gas liquefatto, infatti, oltre a contendere spazi al tradizionale approvvigionamento via tubo, produce due conseguenze rilevanti: accresce la liquidità e l'importanza dei mercati spot e contribuisce all'integrazione globale. Ed altrettanto vero che l'Italia, fino ad oggi, ha potuto beneficiare ben poco di quest'abbondanza e dei conseguenti prezzi convenienti, in realtà anche a causa della cronica difficoltà di accesso ai gasdotti internazionali per gli aspiranti importatori italiani. A nostro avviso, però, prima di prendere impegnative decisioni d'investimento, sarebbe opportuno chiedersi perché i vari attori del mercato non stanno realizzando queste infrastrutture, peraltro già molto incentivate, per inciso, dopo Trieste, anche il rigassificatore di Priolo non si farà.*

*Non si possono trascurare, a tal proposito, gli effetti di una domanda che resta molto modesta e molto lontana dai livelli pre-crisi. A tal proposito, ci pare una non piccola mancanza l'assenza della quantificazione della suddetta necessità addizionale infrastrutture e più in generale di un'approfondita analisi di scenario sulle prospettive della domanda, senza la quale non comprendiamo come si possa ragionare sull'adeguatezza dell'offerta.*

*Maggiore dovrebbe essere l'attenzione riguardo a iniziative e scenari elaborati negli altri Paesi e dalla DG Energia della Commissione Europea, specie quando prevedono consumi di gas che flettono dai 530 miliardi di mc del 2010 a circa 500 del 2020 e a 465 del 2030. Mentre il decremento della produzione europea dovrebbe essere compensato da un incremento in valore assoluto di 45 miliardi di mc nell'arco di 20 anni. Si tratta in verità di un valore piuttosto modesto specie se, ad esempio, si pensa che entro il 2012 dovrebbe essere firmato un memorandum di intesa per la costruzione di un nuovo raddoppio del Nord Stream la cui costruzione – da sola – comporterebbe una capacità addizionale di altri 55 miliardi di mc.*

*Riteniamo perciò che la realizzazione di Infrastrutture Strategiche, realizzabili con garanzia di copertura dei costi d'investimento a carico del sistema, per assicurare nel medio periodo sufficiente capacità di import e di stoccaggio, anche per operazioni spot vada molto più sostanziata anche in termini di analisi costi e benefici e sin da subito.*

*Anche perché, oltre le spinte inflattive conseguenti alla traslazione in tariffa dei costi determinati dalle Infrastrutture Strategiche, l'aumento degli oneri per il sistema rischia di aggravare i problemi di affordability e di fuel poverty già in aumento.*

*Anche la previsione per le suddette infrastrutture di iter autorizzativi accelerati crediamo vada ben argomentata in un contesto di mercato liberalizzato. A tal proposito rileviamo la mancanza di riferimenti alla procedura di Open Season, già frequentemente adottata in Europa, proprio per la selezione delle infrastrutture. Particolarmente ostico, inoltre, ci pare il tema degli iter autorizzativi accelerati di cui beneficerebbero le infrastrutture giudicate strategiche, stante l'attuale assetto normativo. E riteniamo ben difficile che la riforma del Titolo V della Costituzione possa essere realizzata entro la fine dell'attuale legislatura, cosa che invece ci pare data per già acquisita in molti passaggi della bozza di SEN posta in consultazione.*

*Non è, infine, ben chiaro perché nella Strategia si continui a insistere sulla sicurezza degli approvvigionamenti, quando nella stessa viene dato per soddisfatto il Criterio N-1. Sarebbe, quindi, più corretto parlare solo di sicurezza energetica, definita come la disponibilità di energia a prezzi ragionevoli.*

**C10. Aumento della liquidità sulla borsa gas: quali strumenti più idonei per favorire lo sviluppo di una borsa gas liquida e competitiva e incentivare lo spostamento di volumi significativi di gas verso di essa?**

*La realizzazione di un trading hub richiede certamente sia un intervento regolatorio che una forte interconnessione fisica. Lo sviluppo di un trading hub che non abbia anche una adeguata interconnessione fisica è infatti molto difficile. Allo stesso tempo, lo sviluppo di uno hub fisico attraverso un potenziamento delle interconnessioni porta per sua natura ad un aumento della liquidità e allo sviluppo di strumenti di trading sofisticati.*

*Tuttavia, per aumentare la liquidità della borsa gas ci sono diversi e ulteriori passi che dovrebbero essere compiuti. Sappiamo dalla teoria economico-finanziaria e dalle esperienze di altri Paesi europei che le determinanti della liquidità di un mercato sono riconducibili principalmente al numero degli operatori sul mercato, ai volumi scambiati e alla facilità con cui questi scambi possono avvenire, sia in termini di trasparenza e chiarezza delle regole, sia in termini di costi di transazione bassi. È auspicabile poi che i partecipanti al mercato non siano solo operatori gas ma una pluralità di soggetti (trader puri, investitori istituzionali e privati) e che vengano transati diverse tipologie di prodotti e servizi. Al tal proposito sarebbe d'aiuto l'integrazione dei vari mercati, o cominciare dal bilanciamento.*

*Tutto ciò implica che aumentare la liquidità del PSV è un problema squisitamente regolatorio, che richiede la definizione di regole che gli operatori percepiscano come efficaci e chiare, in modo tale che siano incentivati ad operare nel mercato italiano. Inoltre, è necessario mettere a punto strumenti di flessibilità adeguati sia fisici (stoccaggi, interconnessioni, ecc.) che finanziari (come ad esempio contratti forward).*

*L'obiettivo di spostare significativi volumi di gas verso il nostro paese, magari facendone un paese di transito, (come l'Austria per esempio), è invece di natura sostanzialmente diversa, e richiede interventi diversi. Innanzitutto è necessario creare un hub fisico, o meglio più hub fisici con un hub di riferimento, ed è necessario puntare eventualmente su investimenti infrastrutturali. Pertanto, prima di procedere a interventi che richiedono ingenti risorse sarebbe necessario attuare degli approfonditi studi di fattibilità, che includano analisi costi-benefici, analisi dell'evoluzione della domanda, analisi dell'attuale capacità di trasporto e interconnessione.*

*Del resto, la circostanza dei trend divergenti tra domanda (in calo) e offerta (in aumento) oltre ad essere non voluta non era certo cosa prevista. È molto probabile, infatti, che quest'anno, nonostante il freddo intenso di febbraio scorso, la domanda gas italiana torni a livelli inferiori a quelli del 2003, annullando di fatto tutta la crescita per generazione elettrica degli anni dal 2004 al 2008.*

*Mentre l'offerta, oltre che in termini fisici, è aumentata sul lato della flessibilità (mercato del bilanciamento e riduzione della quota di stoccaggio strategico).*

**C11. Opportunità e rischi di una progressiva migrazione nell'approvvigionamento da un mercato legato a contratti di lungo periodo a un mercato spot. Quale è il migliore mix tra i due nella situazione italiana?**

*In questa fase di transizione tra due sistemi appare difficile dire a priori quale sia il mix migliore tra contratti di lungo periodo a un mercato spot. Com'è noto, le esperienze di altri paesi, come ad esempio gli USA, sembrano indicare che, una volta che il mercato spot si sviluppa, i contratti di lungo periodo tendono ad essere usati sempre meno e ad essere progressivamente di durata più breve. Gli studi sull'evoluzione dei*

*contratti di lungo periodo negli Stati Uniti suggeriscono che i fattori che hanno determinato la loro minor durata e diffusione sono individuabili essenzialmente nella drastica diminuzione dei costi di transazione per acquistare il gas e nell'aumento della capacità di trasporto e interconnessione tra Stati. Inoltre, ad un certo punto, i contratti di lungo periodo sono diventati meno attraenti anche come strumento di sicurezza, grazie alla percezione da parte di tutti gli stakeholder che gli approvvigionamenti di gas e la capacità di trasporto fossero adeguati. Pertanto, pensiamo che più che stabilire ex ante quale sia il mix migliore tra mercato spot e contratti di lungo termine sia opportuno implementare misure che incentivino la liquidità e l'efficienza del mercato spot, e semmai approntare un piano che consenta di gestire i contratti di lungo periodo ancora in vigore, che rischiano di obbligare i contraenti ad acquistare gas potenzialmente più costoso senza poterlo rivendere sul mercato (a causa della domanda in calo, o perché il prezzo a cui lo offrono non è competitivo).*

*Esiste oggi una tensione evidente tra la struttura di pricing dei contratti di lungo periodo e le diverse opportunità offerte dallo sviluppo del mercato all'ingrosso. La direzione verso cui l'industria tende è quella di un progressivo affiancamento di schemi di indicizzazione legati ai prodotti petroliferi con indici dei prezzi spot nei contratti di lungo periodo, oltre che ad una maggiore flessibilizzazione degli obblighi take-or-pay. Queste revisioni sono in gran parte legate alle rinegoziazioni dei contratti in essere e all'esito di arbitrati. Lo sviluppo di un mercato all'ingrosso capace di esprimere affidabili segnali di prezzo, cosa oggi non ancora presente per il PVS italiano, appare una precondizione perché si possa procedere con il consenso delle parti ad una revisione dei contratti. Le politiche e gli interventi regolatori in grado di promuovere lo sviluppo dei mercati all'ingrosso rappresentano quindi un aiuto indiretto agli aggiustamenti contrattuali oggi necessari.*

## **Le rinnovabili elettriche**

**C12. La Strategia prevede un continuo supporto agli investimenti in rinnovabili, seppure con livelli di incentivo ridotto rispetto al passato (e con un governo più attento dei volumi). Sono auspicabili scelte diverse? In quale direzione?**

*L'approfondimento relativo alle fonti rinnovabili è impostato nei termini di gestione degli incentivi, con un residuo di un paio di miliardi l'anno da assegnare alle rinnovabili elettriche, uno per le termiche e uno per i trasporti.*

*L'approccio non convince: il tema centrale del prossimo decennio è l'affrancamento del settore dagli incentivi e di questo nulla il documento propone.*

*La strategia nazionale dovrebbe prevedere delle linee di crescita del settore nella fase in cui non siano dati incentivi, ma al limite delle regole favorevoli nella partecipazione al mercato, ma non risorse dirette.*

*Il fatto di aver quasi raggiunto l'obiettivo 2020 con 7 anni di anticipo non significa che non si debba fare nulla, ma che forse il target era poco ambizioso, o che sono cambiate le condizioni (o che si è dato con troppa generosità negli anni scorsi); disegnare un percorso concreto di ulteriore crescita è vitale per non far aver usato male le risorse già allocate.*

*Per sostenere la crescita e il consolidamento del settore è necessario:*

*una liberalizzazione dello scambio di energia da parte degli impianti FER in sostituzione degli incentivi, favorendoli solo con condizioni di accesso al mercato finale, esonerandoli dal passaggio nel mercato all'ingrosso, anche con mercati locali sulla rete di distribuzione.*

*Il sostegno a programmi di investimento internazionale; il documento rileva che perdono di importanza i programmi di cooperazione, mentre nella prospettiva strategica di lungo periodo di un affrancamento dai combustibili fossili, l'interconnessione ad una rete internazionale alimentata con fonti rinnovabili è di primaria importanza.*

*Nulla si dice sui criteri di rinnovo delle concessioni idroelettriche, tema centrale della gestione del settore delle FER elettriche dei prossimi anni. Come si vuole gestire i rinnovi? Inoltre è essenziale affrontare il tema dei canoni idro: se ne parla solo marginalmente aprendo alla possibilità di usare le entrate delle aste per le concessioni per coprire i costi di rete; troppo poco, ci vuole una vera strategia per gestire la rendita associata agli impianti esistenti.*

*Così pure sarebbe opportuno prevedere come gestire le concessioni in scadenza sui campi eolici, che nel decennio a venire incominceranno ad arrivare al termine: è possibile prorogarle? Vengono rimesse a gara? Sono gestite localmente con criteri decisi autonomamente dagli enti locali?*

*Utile sarebbe prevedere misure di incentivo per i distributori nella connessione di nuovi impianti alimentati con fonti rinnovabili: inserire una componente di remunerazione della distribuzione proporzionale alla quota di rinnovabili connesse consentirebbe di rendere alleati i distributori invece che controparti degli investitori. Inoltre, potrebbe remunerare i costi di adeguamento delle reti legate alla presenza di fonti intermittenti.*

## **Le rinnovabili termiche**

### **C13. In aggiunta agli incentivi economici, quali ulteriori strumenti a supporto da valutare per accelerare lo sviluppo delle rinnovabili termiche?**

*Le FER termiche sono l'ambito di investimento principale per il prossimo decennio per massimizzare l'efficacia degli interventi nell'ottica dei target 2020. È necessario avere un insieme di misure anche non finanziarie per rendere questa opzione tecnologica la prima scelta per la fornitura di energia termica. È evidente che tale opzione risulta in aperto conflitto con la crescita della domanda gas, sostenuta in altra parte della SEN; fare chiarezza su questo è preliminare e auspicabile, perché il conflitto tra fonti può essere paralizzante per il settore energetico italiano.*

*Per lo sviluppo delle FER termiche è opportuno prevedere fiscalità differenziate: chi ha il solare termico, la caldaia a biomassa, paga meno accise elettriche/gas, meno IMU e paga di più chi non le ha. Chi ha la pompa di calore paga meno addizionali sull'elettrico, mentre chi no paga di più. Misura a costo zero, ma molto efficace.*

*Sono auspicabili misure più incisive rispetto al fondo di garanzia per il teleriscaldamento. Vantaggi nell'assegnazione delle risorse centrali per gli enti locali che ospitano le reti; deroghe al patto di stabilità.*

*È desiderabile utilizzare con maggiore determinazione gli standard tecnologici per integrare le FER termiche e facilitare la conversione degli edifici all'opzione consumo "quasi zero" sostenuta dalla direttiva 2010/31/CE. Sostenere i regolamenti edilizi virtuosi per rinnovare l'edilizia.*

## **Le rinnovabili nei trasporti**

### **C14. Quali possibili misure per favorire lo sviluppo della seconda e terza generazione di biocarburanti? Quali interventi per far sviluppare una filiera europea?**

*Un progetto con grandi vantaggi economici e sociali per il Paese è anche l'integrazione del biometano alla rete gas. I potenziali sono simili a quelli ottenibili dalle trivellazioni per il gas fossile (10 Gm<sup>3</sup> circa), con una distribuzione di reddito molto più ampia e una prospettiva di sostenibilità molto migliore. Lo sviluppo del biometano per i trasporti è una filiera tecnologica di grande interesse, che può divenire una specificità italiana.*

*Per lo sviluppo delle nuove tecnologie di utilizzo della biomassa (biocarburanti di seconda generazione, rendimenti elevati nelle gassificazioni, ...) è auspicabile una linea strategica di ricerca mirata, con assegnazione di fondi conosciuti e certi.*

*È opportuno prevedere indennizzi ai distributori gas che vedano scendere la domanda a motivo dell'utilizzo del biometano o del teleriscaldamento con investimenti nel territorio di loro concessione.*

## **Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico**

**C15. Si condividono le principali sfide delineate per il settore? Quali ulteriori iniziative si suggeriscono di adottare per affrontare tali sfide?**

*Un primo commento generale con riferimento allo sviluppo delle infrastrutture di rete è che quest'ultimo appare fondamentale per integrare le quantità crescenti di rinnovabili. Si vedano a questo proposito le difficoltà che stanno avendo sia il Regno Unito che la Germania. Perciò, riguardo ai quattro obiettivi della SEN, lo sviluppo delle infrastrutture gioca un ruolo decisivo anche nel raggiungere l'obiettivo ambientale.*

*Quello della riduzione delle importazioni nette non appare come un beneficio significativo da evidenziare fra quelli enunciati all'inizio della sezione sulle infrastrutture. Ciò che conta è sicuramente cercare di ridurre il differenziale dei prezzi con gli altri paesi europei, che implica a sua volta una riduzione delle importazioni, se non vi è congestione. Perciò la riduzione delle importazioni elettriche da paesi "affidabili" come quelli dell'Unione Europea non sembra un beneficio che di per sé valga la pena perseguire. Si aggiunga che, se si considera il mix elettrico francese in particolare, che detiene un'abbondante capacità nucleare ammortizzata da tempo, appare probabile che l'Italia continui ad importare grandi quantità dalla Francia. Va detto che dopo il 2020 gli scenari sono destinati a cambiare per il "decommissioning" del nucleare francese e tedesco ma questo appare irrilevante visto che la SEN si ferma al 2020. Inoltre nella SEN stessa si parla ad un certo punto di "un diverso utilizzo delle linee di interconnessione, che si prevede sarà caratterizzato da una più accentuata variabilità e bidirezionalità degli scambi".*

*Per ciò che concerne l'obiettivo di ridurre i prezzi dell'elettricità, il documento di consultazione sostiene che l'allineamento dei prezzi del gas comporterebbe una diminuzione dei costi variabili dei cicli combinati pari a circa 12 Euro/MWh. Ma questa stima tiene già conto del fatto che il load factor dei cicli combinati è destinato a ridursi e a diventare più volatile causa effetto rinnovabili?*

*Sempre riguardo all'obiettivo di ridurre i prezzi dell'elettricità, affermare che i prezzi zionali vanno allineandosi mentre permangono vincoli di rete importanti (in presenza di sufficiente capacità di produzione disponibile!) è una contraddizione nei termini. Significa che va rivisto il sistema dei segnali locazionali adottato in Italia. Infatti le congestioni si risolvono non solo chiedendo al TSO di investire nella rete, ma anche implementando segnali locazionali adeguati affinché produttori e consumatori costruiscano i loro impianti là dove è più efficiente per la rete esistente (es. tariffe zionali di trasmissione oppure tariffe "deep" di connessione per la distribuzione in Inghilterra). Si sottolinea come il sistema di segnali locazionali possa essere adottato anche all'interno di un eventuale meccanismo di remunerazione della capacità di*

generazione (es. locational capacity market nel New England). Si ricorda, infine, che secondo la letteratura economica prevalente (es. Green, Newbery, Hogan, Joskow, ecc.) un sistema di prezzi zonali, come quello adottato in Italia, risulta essere decisamente meno efficiente rispetto ad uno con prezzi nodali, come quello adottato in diversi stati americani (es. PJM).

Anche riguardo alla gestione della sovrapproduzione rinnovabile e alle azioni preventive, sembra sia preferibile utilizzare meccanismi di mercato che non l'intervento del governo per identificare le zone in cui limitare la connessione di nuovi impianti di energia rinnovabile. Riguardo agli interventi specifici sulla rete per integrare le rinnovabili non è chiaro se il costo di tali interventi vada a ricadere sulla fiscalità generale o, piuttosto, sui generatori rinnovabili stessi.

Nella parte sull'integrazione europea non si fa alcun riferimento a progetti specifici quali quello di Desertec. È notizia di questi giorni infatti che anche China State Grid Corporation, la più grande società di rete elettrica al mondo, ha deciso di investire nel progetto nordafricano. Si ritiene che progetti come Desertec, vista la vicinanza con l'Italia e l'importanza dei partner coinvolti, possano essere particolarmente rilevanti per il nostro paese. Sappiamo inoltre che sia Enel Green Power che Terna hanno aderito ufficialmente a tale progetto. Tuttavia si ritiene che la SEN debba esplicitare se e quanto Desertec (o altre iniziative internazionali simili) vada considerato un progetto importante per l'Italia e, in quel caso, come si intende procedere, soprattutto dal punto di vista delle infrastrutture di rete elettrica, considerando anche l'elevato livello di congestione nel Sud e Centro Italia. In generale non si capisce come mai la SEN insista sulla possibilità che l'Italia diventi un hub del gas ma non dica praticamente nulla sull'eventualità che diventi un hub elettrico per la zona del Mediterraneo.

Crediamo infine che il capitolo dedicato alle infrastrutture non possa esimersi dal dire qualcosa riguardo agli smart meter, anche e soprattutto all'interno della discussione sulle smart grid. In generale ci si attende che gli smart meter possano giocare un ruolo determinante in futuro per il risparmio energetico e, più in generale, per l'attivazione dei consumatori. Non a caso il Terzo Pacchetto richiedeva che tutti i Paesi Membri completassero l'analisi costi-benefici degli smart meter per gas ed elettricità entro settembre di quest'anno.

**C16. Il documento considera strategico un riequilibrio delle prospettive di valorizzazione dei cicli combinati a gas, attraverso azioni per rendere competitivo sui mercati esteri l'attuale surplus di potenza (riduzione del costo per la termoelettrica, integrazione dei mercati dell'energia e dei servizi). Quali altre azioni si ritengono necessarie? Le prospettive di policy sul contenimento della CO2 possono costituire un elemento significativo o un'area di azione su cui puntare?**

L'introduzione di meccanismi a sostegno della capacità di generazione di energia elettrica si ritiene misura non necessaria data la situazione di sovraccapacità (attuale e prospettica) riconosciuta dalla stessa SEN e in un assetto di mercato (per l'anno 2011 – da Relazione Annuale GME) per il quale i CCGT fissano il prezzo per il 65.5% dei volumi scambiati su MGP.

Di fatto, e ancor più nella situazione descritta, l'introduzione di tale meccanismo opera una attribuzione di sussidi al parco di generazione esistente ponendo il costo in capo ai consumatori e inserendo inoltre un meccanismo distorsivo della concorrenza.

**C17. Tra le principali sfide, non sono state comprese azioni che riguardano il mercato retail e gli strumenti di tutela per singole categorie di clientela (domestico, PMI). L'attuale sistema italiano ha attuato un elevato grado di tutela dei consumatori finali, in forme ritenute dalla Commissione Europea**

**compatibili con la liberalizzazione del settore. Si ritiene invece rilevante definire obiettivi di cambiamento anche in questo segmento e, se sì, in quale direzione?**

*A più di dieci anni dalla liberalizzazione del segmento retail del mercato elettrico quest'ultimo risulta ancora ampiamente concentrato. L'ex incumbent, ENEL, detiene infatti la principale quota di mercato, soddisfacendo il 37% dei volumi scambiati. Mentre un ulteriore 17%, circa, risulta essere soddisfatto da tre operatori: Edison, Acea, Eni. Pertanto, si osserva come più del 50% del mercato sia servito da soli quattro operatori. Parallelamente, si osserva un ulteriore indicatore della scarsa competitività del segmento retail: il ridotto tasso di switching dei consumatori (7%). La situazione descritta denota pertanto l'esigenza di cambiamenti nella regolazione del settore volti a favorirne una maggiore concorrenzialità al fine di incrementare i benefici per i consumatori. Tuttavia, prima di procedere alla definizione di obiettivi di cambiamento nella regolazione volti a favorire una maggiore concorrenza nel segmento retail, risulta fondamentale lo svolgimento di una investigazione volta a individuare quali sono le principali cause di tale scarsa concorrenzialità. Per esempio: (i) se e come l'elevata concentrazione del settore possa dar vita a comportamenti (in termini per esempio di pricing, di composizione delle offerte, etc.) anticoncorrenziali degli operatori principali, che si riflettono poi sulle scelte dei consumatori; (ii) quali siano, oltre la precedente, le eventuali determinanti (ostacoli) all'osservato scarso tasso di switching dei consumatori: per esempio il livello di informazione di questi ultimi, la trasparenza nelle offerte, etc.*

## **La ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione carburanti**

### **C18. Quali interventi privilegiare per la ristrutturazione e lo sviluppo del settore della raffinazione?**

*L'Italia storicamente è stata un'esportatrice netta di prodotti raffinati. Per varie ragioni, riassunte nel documento posto in consultazione, questa situazione andrà cambiando nel giro di pochi anni.*

*Il documento riconosce la necessità di una ristrutturazione del settore, individuando tre interventi:*

- *Individuazione di impianti strategici da rilanciare con nuovi investimenti ai fini di sicurezza degli approvvigionamenti e riduzione dei prezzi;*
- *Procedure autorizzative semplificate per bonifica e riconversione;*
- *Promozione di un forum europeo sul settore al fine di introdurre una green label per i prodotti raffinati nell'UE.*

*In merito al primo punto, il documento non chiarisce quale elemento certifichi la strategicità di un impianto, né quali azioni possa mettere in atto il Governo per promuovere nuovi investimenti.*

*Ci preme rilevare che il mercato dei prodotti raffinati è un mercato globale, caratterizzato da fortissime economie di scala: questo vuol dire che gli impianti di maggiori dimensioni potranno continuare a competere (ad esempio Sarroch), mentre per i medio-piccoli il destino è segnato. La portata globale del mercato, inoltre, fa sì che le eventuali scelte del Governo di sostenere in qualche modo il settore non avranno impatti sui prezzi, ma potrebbero distrarre risorse da altri interventi (si ricorda, in maniera incidentale, che lo stacco italiano dei raffinati rispetto al Platts' CIF med Genova è sempre positivo, quindi paradossalmente i consumatori potrebbero anche guadagnarci da un aumento delle importazioni).*

*Si ricorda, infine, che le raffinerie sono un notevole emettitore di CO2 e che una loro riduzione porta benefici immediati nel raggiungimento degli obiettivi al 2020.*

*Il secondo punto appare molto controverso. La semplificazione delle procedure dovrebbe essere un principio generale di Governo e non un target per taluni settori. Nello specifico, poi, il decommissioning di una raffineria è paragonabile a quello di una centrale nucleare. Quindi, punto chiave delle procedure autorizzative dovrebbe essere anzitutto la trasparenza e la possibilità per tutti gli stakeholders di potersi affidare a un organismo di monitoraggio ambientale veramente indipendente che sia anche in grado di sanzionare l'operatore nel caso non svolga appieno la bonifica. Certamente, la trasformazione in deposito consente di rinviare il problema che, tuttavia, si porrà e che, a nostro avviso, è più urgente dell'individuazione di impianti strategici.*

*In merito all'ultimo punto, troviamo ragionevole promuovere un tavolo europeo (già esistente) per definire delle linee guida comuni sulla razionalizzazione del settore.*

*Siamo molto più scettici sulla green label, perché rischia seriamente di non essere compliant con le regole del WTO (si ricorda, a questo proposito, la decisione favorevole a Brasile e Venezuela nella disputa davanti al WTO del 1996 contro gli Stati Uniti, che avevano imposto una regola relativa alla quantità massima di elementi chimici inquinanti ammessi nelle benzine che risultò favorire in maniera illecita le raffinerie americane – US Gasoline, 1996).*

#### **C19. Quale è il modello di ristrutturazione della distribuzione carburanti migliore per la realtà italiana?**

*Le complessità del settore, aggravate dai nuovi problemi emersi negli ultimi anni, renderebbero necessarie per la rete di distribuzione carburanti una strategia ad hoc.*

*Il settore, sulla spinta di fattore esogeni ed endogeni, è in grande evoluzione.*

*E grande è la spinta data dall'inesorabile calo dei consumi.*

*Molte delle iniziative poste in essere o previste dal Ministero dello Sviluppo Economico si inseriscono appieno e positivamente in questa dinamica che in ultima analisi dovrebbe portare maggior efficienza e concorrenza a beneficio degli automobilisti ma anche a vantaggio delle sostenibilità economica delle aziende, oggi fortemente minata, almeno nel medio periodo.*

*In questo contesto, senz'altro positiva è l'introduzione di nuove tipologie contrattuali per regolare i rapporti tra Compagnie petrolifere, retisti e gestori degli impianti di distribuzione carburanti. L'esclusività dell'attuale contratto di comodato gratuito abbinato al contratto di fornitura in esclusiva, peculiarità italiana, è un fattore limitante e forse non più adeguato al mutato contesto. Pertanto l'introduzione di una varietà di forme contrattuali, come il franchising, il contratto di commissione, l'affitto di ramo d'azienda, alle quali potranno essere collegate diverse tipologie di contratti di fornitura è da accogliere favorevolmente così come il ruolo - di ultima istanza - che il Ministero svolgerà nell'intesa sulle tipizzazioni delle diverse forme contrattuali qualora le associazioni di categoria non riescano ad accordarsi direttamente.*

*Sul tema delle attività non-oil e suo loro ampliamento crediamo che ci sia ancora molto da fare. Tra addetti ai lavori, ed anche nella SEN, si continua a parlare di giornali e tabacchi, ma appare evidente che non si possono migliorare i margini di attività in crisi affiancandovi attività che a loro volta scontano una sensibile contrazione di domanda che, peraltro, nel futuro sembra destinata ad accentuarsi.*

*Un'attività che a buon diritto è da ritenersi non-oil crediamo potrà essere sia la ricarica rapida delle auto elettriche e visti i veloci progressi in materia di ricarica rapida sarebbe opportuno che fosse presa in maggior considerazione. Anche perché se è vero che le prospettive di diffusione dell'auto elettriche restano quanto mai incerte, in Italia anche più che in altri Paesi, è altrettanto vero che il processo di elettrizzazione dell'auto*

pare invece molto più delineato e promettente. Il riferimento è alla progressiva diffusione di veicoli ibridi e tra questi all'aumento di offerta di quelli ricaricabili (plug-in) che pur offrendo, specie in ambito urbano, molti dei vantaggi delle auto elettriche grazie alla doppia alimentazione superano il grave problema dell'autonomia.

## **Il rilancio della produzione nazionale di idrocarburi**

### **C20. Quali sono le azioni/iniziative, a livello nazionale, regionale e locale da adottare per favorire un maggiore coinvolgimento delle collettività e sviluppare un processo condiviso di accettazione pubblica dei progetti minerari?**

*La condivisione e coinvolgimento sono subordinati o, comunque, conseguenti ad un qualche livello (minimo) di fiducia dei cittadini nei confronti delle istituzioni pubbliche. Non a caso nel nostro Paese la localizzazione di nuove infrastrutture raramente viene accettata con favore dai territori interessati. Il fenomeno, poi, è tanto più rilevante quando maggiori sono le esternalità negative percepite. I progetti minerari rientrano appieno in tale più generale casistica, in più recenti vicende (segnatamente le mancate esplorazioni per lo stoccaggio gas in acquifero) potrebbero averne aggravato la percezione di pericolosità.*

*Il fatto poi che codesto Ministero chieda quale siano le iniziative da intraprendere in luogo di osservazioni e commenti sulle iniziative che intende intraprendere non pare un buon inizio.*

*Se a livello nazionale può essere utile lavorare per una maggior trasparenza dei processi autorizzativi a livello regionale e locale vi sono già delle buone pratiche, anche se ancora in una fase iniziale, che possono essere replicate.*

*Un esempio è senz'altro l'Osservatorio Ambientale della Val d'Agri previsto nell'ambito del Protocollo di intenti tra ENI e Regione Basilicata quale misura di compensazione ambientale in relazione al progetto di sviluppo petrolifero nell'area. Istituito con D.G.R. n. 272 del 1 marzo 2011, l'Osservatorio Ambientale della Val d'Agri, con sede a Marsico Nuovo (PZ), punta ad essere una realtà ad elevato contenuto scientifico che opera per lo studio e lo sviluppo di sistemi e servizi finalizzati ad una migliore gestione e diffusione dell'informazione ambientale.*

*L'Osservatorio si occupa della raccolta, catalogazione e archiviazione delle informazioni, della promozione di iniziative dirette ad assicurare il diritto della cittadinanza ad una corretta e documentata informazione sulle problematiche ambientali del territorio e sulla salute, della diffusione dei risultati delle attività svolte.*

*Tra le attività dell'Osservatorio rientra anche l'attivazione di studi e collaborazioni scientifiche, la sperimentazione di modelli e metodologie, la promozione di percorsi formativi finalizzati all'educazione ambientale, alla divulgazione della cultura ambientale e all'aggiornamento professionale degli operatori pubblici e privati del settore.*

### **C21. Quali ulteriori azioni sono auspicabili per favorire lo sviluppo di realtà industriali locali, attraverso la costituzione di distretti tecnologici, aumentando quindi le ricadute dello sviluppo dei programmi di investimento nel settore minerario?**

*È noto che l'industria petrolifera, ed anche quella del metano, almeno per quel che riguarda le attività estrattive, è caratterizzata dall'essere un'attività ad alta intensità di capitale che ha bisogno di tecnologie,*

*più o meno sofisticate, di strutture e di dimensioni tali da affrontare costi e tempi per le autorizzazioni e, soprattutto, dimensioni tali da poter sopportare i notevolissimi costi derivanti dagli insuccessi esplorativi.*

*Nulla a che vedere con industrie manifatturiere contraddistinte da un grande bisogno di manodopera, come quelle del mobile imbottito o anche dell'automobile o ancora dei distretti tessili o calzaturieri. L'operaio del petrolio è raro non solo in Italia, o in Lucania, ma anche nel resto del mondo. Tale assunto, purtroppo, vale anche per l'indotto, le società che estraggono idrocarburi, ad eccezione degli Stati Uniti dove tuttora resistono produttori indipendenti, oltre ad essere di grandi dimensioni sono anche poche e di conseguenza lo sono anche i loro fornitori (trivelle, punte, tubi etc).*

*Non crediamo quindi che sia facile che in Italia, al di là di quella già presente si sviluppi, ad esempio, un'industria meccanica fornitrice.*

*Benefici e ricadute sono, dunque, evidentemente da ricercarsi altrove: royalties e compensazioni ambientali, che in alcune zone anche in ragione della consistenza e qualità delle riserve potranno o dovranno comunque essere di non modesta entità.*

## **Modernizzazione del sistema di governance**

### **C22. Riguardo il ridisegno delle competenze tra Stato e Regioni, si ritiene auspicabile una modifica del Titolo V della Costituzione?**

*La SEN riporta correttamente l'art. 117, sulla potestà legislativa, tuttavia non affronta il 118, che riguarda invece l'attribuzione della competenza amministrativa "Le funzioni amministrative sono attribuite ai Comuni salvo che, per assicurarne l'esercizio unitario, siano conferite a Province, Città metropolitane, Regioni e Stato, sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione ed adeguatezza". Occorre precisare che il rapporto tra Stato-Regioni-Unione Europea è disciplinato da:*

*articolo 117:*

- comma 2 lettera a dove stabilisce che lo Stato ha legislazione esclusiva "nei rapporti con l'Unione Europea", viene fissato quindi il principio secondo cui sia lo Stato ad essere l'unico responsabile dell'adempimento degli obblighi comunitari;*
- comma 5 dove indica che "Le Regioni e le Province autonome di Trento e di Bolzano, nelle materie di loro competenza, partecipano alle decisioni dirette alla formazione degli atti normativi comunitari e provvedono all'attuazione e all'esecuzione degli accordi internazionali e degli atti dell'Unione europea, nel rispetto delle norme di procedura stabilite da legge dello Stato, che disciplina le modalità di esercizio del potere sostitutivo in caso di inadempienza", le Regioni hanno quindi il diritto-dovere di attuare direttamente la normativa comunitaria nelle materie di loro competenza, senza dover necessariamente attendere il recepimento statale;*

*articolo 120:*

- comma 2: "Il Governo può sostituirsi a organi delle Regioni, delle Città metropolitane, delle Province e dei Comuni nel caso di mancato rispetto di norme e trattati internazionali o della normativa comunitaria ...", a questa disposizione si affianca il cosiddetto "principio di cedevolezza" che vuole che la normativa sostitutiva statale rimanga in vigore fino all'intervento del legislatore regionale.*

*Tali disposizioni vanno lette alla luce del riparto di funzioni legislative e regolamentari tra Stato e Regioni fissato sempre dall'art. 117. Il riparto rigido delle competenze è stato superato dalla sentenza n. 303 del*

2003 della Corte Costituzionale. La Corte afferma che pensare di rinchiudere in uno schema rigido l'attribuzione delle competenze significherebbe "svalutare oltre misura istanze unitarie che, pur in assetti costituzionali fortemente pervasi da pluralismo istituzionale, giustificano, a determinate condizioni, una deroga alla normale ripartizione di competenze". Sempre secondo la Corte la Costituzione presenta un meccanismo di flessibilità là dove permette, secondo il principio di sussidiarietà, al livello istituzionale più alto di avocare a sé le competenze amministrative qualora esse non riescano ad essere svolte da quello più in basso che ne è titolare (in via di principio i Comuni sono titolari della potestà amministrativa). Ma siccome una funzione amministrativa è determinata per legge, secondo il principio di legalità, attrarla significa anche attrarre la potestà legislativa. In altre parole: se lo Stato avoca a sé la competenza amministrativa è impensabile che questa sia poi regolata da leggi regionali diverse, logicamente sarà una legge dello Stato a disciplinarla. Questa deroga al riparto delle funzioni è giustificata solo se proporzionata, non irragionevole e accompagnata da un iter procedimentale di tipo collaborativo.

Appare quindi in un certo senso futile continuare a concentrarsi sugli aspetti normativi, posto che la realtà ha già superato in parte le criticità poste da un disegno costituzionale forse pasticciato. Occorrerebbe, piuttosto, concentrarsi su dei meccanismi concreti di concertazione tra livelli istituzionali rafforzando il sistema delle conferenze unificate-Stato-Regioni in chiave preventiva, rafforzando la consultazione parlamentare – traendo spunto da quanto avviene in Danimarca – da parte del Governo prima delle trattative a livello europeo. Un altro strumento che potrebbe essere il ricorso a rapporti di tipo contrattuale come avviene attualmente in Francia con i CPER (contrats de projet Etat-Régions).

**C23. Riguardo la ripartizione di ruoli e competenze tra Autorità per l'energia elettrica e il gas, Governo e Parlamento, si ritiene soddisfacente il disegno e l'attuazione dell'assetto corrente? Quali eventuali revisioni potrebbero migliorare la governance del settore?**

*Il trasferimento delle funzioni amministrative, che prima della legge 481/95, erano esercitate da organi statali e da altri enti e amministrazioni pubblici all'Autorità per l'energia elettrica e il gas è da considerarsi senz'altro positivamente. Specie se non ci si dimentica che la cosa è avventa anticipando quelli che poi sarebbero stati gli indirizzi della legislazione comunitaria.*

*La ripartizione di ruoli e competenze che si è venuta a consolidare in questi anni tra Parlamento, Governo e Autorità per l'energia è da considerarsi adeguata e in grande parte soddisfacente.*

*Tuttavia, alcuni recenti orientamenti o meglio ondeggiamenti in materia di politica energetica – un esempio ormai di scuola è l'incerto percorso di decrescita degli incentivi alle fonti rinnovabili – hanno evidenziato, da un lato, scelte lontane da efficienza, efficacia ed equità, dall'altro, eccessiva permeabilità di Parlamento e Governo alle pressioni esterne, spesso eccedenti la pur legittima perorazione degli interessi di (una sola) parte. In molti hanno perciò già auspicato, se non invocato, un maggior ruolo del Regolatore di settore come esecutore della politica energetica nazionale, sulla base degli obiettivi e degli indirizzi stabiliti da Parlamento e Governo. Tale auspicio tuttavia trova un limite invalicabile, oltre nella necessaria prevalenza degli aspetti tecnici, nella responsabilità politica a cui l'Autorità di regolazione non può e non deve essere sottoposta.*

*Più in generale, e specialmente per quel che riguarda il mercato elettrico, la governance del settore potrebbe essere riconsiderata ridefinendo ruoli e soggetti dei molti attori pubblici la cui funzione originaria è venuta meno, o di molto cambiata, rispetto al momento della loro istituzione.*

*Il numero dei centri di decisione e attuazione spesso rischia di essere sovrabbondante e con possibili sovrapposizioni. Problema che si profila anche nell'attuale bozza di Strategia, dove, ad esempio, nel Conto termico sono chiamati in causa Autorità per l'energia, Enea e GSE.*

## **Ricerca e sviluppo nei settori dell'energia**

### **C24. In che modo sviluppare forme efficaci di partenariato pubblico-privato e con quali strumenti?**

*Per supportare le attività di R&S di tecnologie d'avanguardia che favoriscano un uso efficiente dell'energia e un uso sostenibile dei combustibili fossili, il partenariato pubblico privato può svolgere un ruolo fondamentale. Come strumento si raccomanda in particolare l'utilizzazione degli appalti pubblici pre-commerciali (PCP).*

*Questo strumento si basa su:*

- (i) Condivisione dei rischi e dei benefici tra partners pubblici e privati coinvolti nella ricerca di tecnologie d'avanguardia, alle condizioni di mercato;*
- (ii) Sviluppo competitivo in fasi;*
- (iii) Separazione tra fase di R&S e fase di commercializzazione delle tecnologie.*

*Si noti che nel PCP, i partners pubblici non riservano al loro uso esclusivo i risultati delle attività di R&S, ma condividono i rischi e i benefici delle attività di R&S con i partners privati. La presenza di non esclusività può permettere di limitare la segmentazione delle iniziative, che rischiano di verificarsi qualora diverse amministrazioni pubbliche o imprese private investissero in R&D per lo sviluppo di tecnologie innovative ad uso esclusivo.*

*Come sottolineato dal documento europeo (Commissione Europea, Appalti pre-commerciali: promuovere l'innovazione per garantire servizi pubblici sostenibili e di elevata qualità in Europa, 2007), le istituzioni pubbliche degli Stati Uniti e del Giappone hanno beneficiato largamente nello sviluppo di tecnologie in campo energetico di questo strumento (si veda il caso delle pile a combustibile per l'alimentazione di autobus nel trasporto pubblico locale).*

*In Italia non esiste ancora una disciplina o una best practice dell'Appalto pre-commerciale e punti di criticità richiedono attente analisi economiche volte a garantire che la condivisione dei rischi e dei benefici sia efficiente ed avvenga a condizioni di mercato, che le procedure di aggiudicazione ed i criteri di aggiudicazione siano delineati in modo da garantire concorrenza, trasparenza ed eguaglianza delle opportunità, e che gli accordi sottoscritti e le procedure delineate forniscano i corretti incentivi alla ricerca di tecnologie commercializzabili e compatibili con gli obiettivi del SEN.*