

Tale criticità è particolarmente rilevante nel caso del mercato elettrico. E' evidente, infatti, che Paesi (non l'Italia) in cui permane un operatore (quasi) monopolista, che assicura la fornitura della quasi totalità dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento (riserva di potenza attiva, regolazione di tensione, risoluzione di congestione etc.), possono permettersi di farsi promotori di architetture di mercato relativamente "rozze" facendo leva sulla *moral suasion* verso il loro operatore dominante, ovvero imponendogli implicitamente ulteriori obblighi operativi.

Laddove invece, come in Italia, il sistema sia caratterizzato da una pluralità di produttori in concorrenza fra loro, è più forte l'esigenza di meccanismi e regole di mercato idonee a fare emergere appieno le economie insite sia nell'esercizio coordinato degli impianti di produzione e degli elementi di rete, sia nella programmazione coordinata degli investimenti a lungo termine in generazione e trasmissione effettuati da una pluralità di soggetti. Ciò richiede tipicamente, come è testimoniato anche dall'evoluzione dei sistemi elettrici del Nord-Est degli Stati Uniti, l'adozione di architetture di mercato più avanzate che producano segnali trasparenti e non distorti circa il valore dei diversi servizi (energia elettrica, riserva di potenza attiva, regolazione di tensione, risoluzione delle congestioni etc.); ciò nei vari nodi/zone della rete di trasmissione, sia nel breve che nel lungo termine.

Fermo restando l'obiettivo principale di conseguire la piena convergenza dei mercati nazionali ai fini della creazione del *mercato europeo dell'energia*, occorre intanto attuare una maggiore e più intensa partecipazione a livello europeo anche nello sviluppare progetti specifici come il *market coupling* – che già sarà operativo dal 2010 con la Slovenia – con gli altri Paesi europei (ovvero dei progetti che ricerchino maggiore coordinamento degli esiti dei mercati europei e che tengano conto dell'effettivo impatto degli esiti di ciascun mercato sugli altri, date le effettive possibilità di scambi transfrontalieri). Progetti in grado di aumentare anche sensibilmente l'efficienza degli scambi transfrontalieri ma che, se non ben concepiti, potrebbero costringere l'Italia ad adattare la propria architettura di mercato a quella di Paesi con caratteristiche molto differenti e, peraltro, meno avanzati ed efficienti.

Infine, e con particolare riferimento agli interessi italiani ed al settore elettrico, resta urgente la conclusione dei negoziati con la Svizzera per fissare sollecitamente accordi vincolanti che consentano un sostanziale sviluppo in termini di integrazione dei mercati e degli scambi a livello regionale ed europeo, nonché procedure che assicurino l'interoperabilità, la sicurezza e l'affidabilità dei sistemi interconnessi.

In questo senso, il recepimento del *Terzo Pacchetto Energia*, che dovrà avvenire entro il 3 marzo 2011, potrebbe essere l'occasione per sviluppare in maniera più sinergica e coordinata gli interventi di sviluppo delle reti di elettricità e gas che saranno proposti dai TSO (gestori delle reti di trasmissione di energia elettrica e trasporto gas) e sottoposti non solo al vaglio dei paesi membri ma anche della Commissione e della costituenda Agenzia europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), ai fini della verifica di compatibilità con le esigenze del mercato unico.

L'Autorità conferma la piena disponibilità e l'interesse ad una interlocuzione istituzionale sempre più approfondita, anche sviluppando analisi e proposte circa gli assetti organizzativi, i mercati e lo sviluppo infrastrutturale energetici, continentali europei, mediterranei, medio-orientali ed intercontinentali, aventi comunque impatti sui sistemi energetici na-

zionale e della UE. Tutto ciò sulla base dell'esperienza e della responsabilità che l'Autorità sta sviluppando nell'ambito degli organismi e delle iniziative (regionali all'interno della UE e nei Balcani; per il Mediterraneo; gemellaggi e formazione) tese a promuovere sempre più utili e necessarie collaborazioni o cooperazioni internazionali fra Regolatori di settore, nonché sulla base della partecipazione alla suddetta ACER e dell'ICER (confederazione mondiale dei regolatori, recentemente attivata).

MERCATO AL DETTAGLIO

Come è noto, il mercato al dettaglio dell'energia elettrica è libero dal luglio del 2007. Permangono tuttavia differenze tra le varie categorie di clienti, in termini di forza contrattuale ed entità dei consumi, che si traducono poi in differenti possibilità di trarre vantaggio dai meccanismi di mercato. Per questo, il Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito nella Legge 3 agosto 2007, n. 125 è intervenuto prevedendo, all'art. 3, che "l'Autorità per l'energia elettrica e il gas indica le condizioni standard di erogazione del servizio e definisce, in base ai costi effettivi del servizio, prezzi di riferimento per le forniture di energia elettrica ai clienti in regime di maggior tutela e per le forniture di gas naturale ai clienti domestici, che le imprese di distribuzione o di vendita sono tenute ad inserire nelle proprie offerte commerciali".

L'Autorità dunque, in forza di tale Decreto, aggiorna trimestralmente i prezzi di riferimento destinati ai clienti in regime di *maggior tutela*, i clienti cioè che non hanno ancora optato per il mercato libero. Tale aggiornamento avviene sulla base dell'andamento atteso del costo di approvvigionamento da parte dell'Acquirente unico, il quale stima il quantitativo di energia elettrica all'ingrosso necessaria a coprire il fabbisogno dei clienti serviti in regime di *maggior tutela*, e indice delle aste per approvvigionarsi di tali quantitativi.

In base ai costi consuntivi, ai pre-consuntivi e al ripiano delle differenze tra quanto stimato e quanto realizzatosi, l'Autorità calcola il prezzo medio che l'esercente la *maggior tutela* applica ai clienti finali.

Il prezzo così determinato, riflette dunque i costi formati nel mercato, permettendo quindi agli operatori presenti sul mercato di proporre offerte concorrenziali (processo che l'Autorità, da un lato, incoraggia, dall'altro sorveglia).

I clienti domestici passati al mercato libero nel periodo 1 luglio 2007 - 30 settembre 2009 sono l'8,2% del totale, mentre per quanto riguarda le piccole imprese, ad oggi circa il 30% sono servite a condizioni di libero mercato. I tassi di switching superiori al settore domestico si spiegano sia per una maggiore maturità di tale segmento (che è *idoneo* da più tempo, dal 2004) sia per una maggiore facilità di indirizzare l'azione commerciale da parte dei fornitori.

ONERI DI SISTEMA

Gli *oneri di sistema* non sono dei veri e propri costi inerenti il mercato, trattandosi appunto di *oneri*, fissati per Legge e destinati alla copertura di diverse voci di spesa (di seguito det-

tagliate), pagati in *bolletta* da tutti i clienti finali. Essi tuttavia, rappresentando circa l'8% del costo totale di una *bolletta tipo* (dato primo trimestre 2010), incidono significativamente sul costo dell'energia elettrica e, per questo, influenzano direttamente la competitività del mercato elettrico nel nostro Paese.

In particolare, gli oneri generali di sistema sono oggi rappresentati da:

- incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (componente A3, pari a circa il 68,4% degli *oneri di sistema* - questi incentivi verranno esaminati in dettaglio nel capitolo successivo, "Stato di utilizzo ed integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili");
- regimi tariffari speciali per aziende energivore (componente A4, pari a circa il 5,6%);
- oneri per il *decommissioning* nucleare e compensazioni territoriali (componente A2 e MCT, pari a circa il 17,4%);
- compensazioni per le imprese elettriche minori (componente UC4, pari a 2,3%);
- sostegno alla *ricerca di sistema* (A5 pari a circa l'1,8%);
- *bonus elettrico* (4,5%)¹.

Come si può notare, l'incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate costituisce la voce di spesa di gran lunga più rilevante tra quelle finanziate attraverso gli *oneri generali di sistema*.

Altre problematiche relative agli oneri generali di sistema sono legate a:

- profili di iniquità redistributiva: i consumi di energia elettrica non sono proporzionali ai redditi, sia con riferimento alle persone fisiche che alle imprese; ne deriva che una famiglia a basso reddito ma ad alti consumi (ad esempio una famiglia numerosa) è chiamata a contribuire alla copertura degli oneri dell'incentivazione delle fonti rinnovabili in misura superiore ad un single benestante; allo stesso modo un'impresa ad alti consumi elettrici ma con modesti utili contribuisce più di un'impresa con utili elevati e bassi consumi;
- doppia fiscalità: gli oneri generali di sistema, pur essendo, in sostanza, dei prelievi parafiscali, sono ugualmente assoggettati, come tutto il resto della *bolletta* elettrica, all'imposta sul valore aggiunto (I.V.A.); peraltro, il fatto che tali oneri non sono direttamente riconducibili ad alcuna prestazione, rende difficilmente giustificabile tale assoggettamento, che peraltro incide in maniera molto consistente sui costi per utenti finali, con un impatto complessivo di oltre 500 M€ l'anno;
- destinazione di alcuni prelievi al Bilancio pubblico; gli articoli 1, comma 298 della Legge 30 dicembre 2004, n. 311 "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Legge finanziaria 2005)" e 1, comma 493 della Legge 23 dicembre 2005, n. 266 "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e plu-

¹ Questi valori, sono riferiti al I° trimestre del 2010 per l'utente di tipo domestico, in 'regime di maggior tutela', ovvero che usufruisce delle 'condizioni economiche' fissate dall'Autorità per l'energia, ovvero le famiglie che non hanno ancora scelto di cambiare fornitore.

riennale dello Stato (Legge Finanziaria 2006)”, dispongono un prelievo di 135 milioni di euro complessivi dalle componenti tariffarie A2 e MCT a favore del bilancio dello Stato, introducendo quindi sulle *bollette* elettriche, accanto ad una componente parafiscale (quella degli oneri di sistema), un vero e proprio prelievo di tipo fiscale, destinando una parte del gettito proveniente dalla tariffa elettrica al generale finanziamento del bilancio dello Stato; si tratta di un prelievo fiscale non trasparente, poiché non realizzato attraverso un provvedimento di carattere esplicitamente tributario, ma agganciando una parte del gettito dovuto al bilancio ad un prelievo di altra natura.

POSSIBILI INTERVENTI VOLTI A RIDURRE LE CRITICITÀ NEL MERCATO ELETTRICO

Gli interventi da mettere in atto al fine di migliorare l'efficienza e la competitività del mercato nel settore elettrico dovrebbero concentrarsi sugli aspetti illustrati di seguito.

a) Potenziamento delle reti di trasporto

La tempestiva realizzazione delle infrastrutture di rete previste dal piano di sviluppo della rete di trasmissione di Terna - specialmente le infrastrutture di interconnessione fra il Continente e le Isole (Sardegna e Sicilia) e, all'interno del Continente, fra la zona Sud e la zona Centro-Sud - permetterebbe di incrementare significativamente il grado di concorrenza e di adeguatezza in molte zone del mercato elettrico nonché di ridurre in misura sostanziale gli oneri di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni intrazonali. Pertanto è essenziale porre in essere, a tutti i livelli, ogni azione utile ad assicurare la realizzazione nei tempi previsti delle suddette infrastrutture. In tal senso, sono da giudicare positivamente alcuni recenti interventi legislativi - ad esempio quanto disposto all'articolo 27, comma 24, della Legge n. 99/09 - volti ad accelerare la realizzazione delle infrastrutture di rete.

b) Obbligo di cessione di *Virtual Power Plant* nelle Isole

Fino alla piena entrata in esercizio delle nuove interconnessioni tra ciascuna delle due Isole e il Continente (analisi precedente), e pur a valle del Decreto Legge 23 gennaio 2010, n. 3, potrebbe rendersi opportuno imporre, su ciascuno degli operatori che detenga potere di mercato, l'obbligo di cedere la disponibilità di parte della propria capacità produttiva attraverso lo strumento dei *Virtual Power Plant* (VPP), definito nella direttiva 2009/72/CE come una misura atta a “promuovere una concorrenza effettiva e garantire un buon funzionamento del mercato”². La cessione di VPP da parte di Enel ed E.ON con riferimento alla zona Sardegna è già prevista dalla deliberazione ARG/elt 115/09 che l'Autorità ha assunto nel rispetto degli indirizzi del Ministro dello Sviluppo Economico di cui all'articolo 30, comma 9, della Legge n. 99/09. Misure analoghe non sono tuttavia previste per la Sicilia³. Ciò è particolarmente preoccupante in quanto le attuali condizioni di mercato della Sicilia sono caratterizzate da un elevatissimo grado di concentrazione sia sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica che sul mercato per il servizio di dispacciamento. Il qua-

² Considerando n. 37 della direttiva citata.

³ Con il termine Sicilia si fa riferimento alla macrozona Sicilia composta dalla zona Sicilia e dal polo di produzione limitata di Priolo.

dro è reso più critico dalla potenziale inadeguatezza del sistema elettrico in Sicilia in un limitato ma non trascurabile numero di ore dell'anno, anch'essa, come visto, tra le ragioni del citato Decreto Legge 3/10

c) Realizzazione di un nuovo meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva

La pur rilevante nuova capacità produttiva attivata nell'ultimo quinquennio non è riuscita né ad assicurare l'adeguatezza del sistema elettrico né ad incrementare in misura corrispondente il grado di concorrenza del mercato elettrico. Ciò è verosimilmente dovuto all'assenza di coordinamento tra sviluppo della rete di trasmissione da una parte e localizzazione e dimensionamento degli investimenti in capacità produttiva dall'altra. Al fine di porre rimedio a tale imperfezione del disegno di mercato e in conformità a quanto previsto dal Decreto legislativo 379/03, l'Autorità ha già proposto, con il documento di consultazione n. 10/09, una nuova disciplina di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva. Tale disciplina prevede che Terna, attraverso strumenti di mercato, si approvviogioni di disponibilità di capacità produttiva - su un orizzonte temporale pluriennale e per le diverse zone del mercato elettrico - sufficiente a garantire l'adeguatezza dell'intero sistema. Tale meccanismo consentirebbe di indirizzare le nuove realizzazioni di capacità produttiva nelle aree del Paese in cui è massima la loro utilità, sia ai fini dell'adeguatezza del sistema che a fini concorrenziali. Il meccanismo proposto promuoverebbe contestualmente la concorrenza a lungo termine ed aumenterebbe la contendibilità del mercato.

d) Completamento dei mercati a termine

Lo sviluppo di mercati a termine di lungo periodo è un elemento fondamentale per aumentare la contendibilità e la concorrenza nel mercato all'ingrosso. La disponibilità di strumenti di copertura contro il rischio mercato consente altresì di ridurre il costo dei nuovi investimenti in capacità produttiva di base. D'altra parte, uno degli ostacoli allo sviluppo di mercati a termine di lungo periodo liquidi è rappresentato dagli elevati costi di transazione e in particolare quelli relativi al costo delle garanzie. Sulla rimozione di tali ostacoli, l'Autorità, come si è detto in precedenza, ha proposto l'introduzione di meccanismi che riducono i costi di transazione connessi alla sottoscrizione di contratti di lungo periodo standardizzati.

e) Efficienza degli impianti di generazione

Il divario tra la capacità di generazione elettrica installata e censita come efficiente dal Gestore della rete e la potenza che risulta poi effettivamente disponibile per le diverse destinazioni consentite, specie alla punta della domanda è un elemento essenziale ai fini della sicurezza, ma anche dell'economicità del sistema elettrica. Per questo, l'articolo 1-quinquies, comma 1, della Legge n. 290/03 prevede che "gli impianti di generazione di energia elettrica di potenza nominale maggiore di 10 MVA sono mantenuti in stato di perfetta efficienza dai proprietari o dai titolari dell'autorizzazione e possono essere messi definitivamente fuori servizio secondo termini e modalità autorizzati dall'amministrazione competente, su conforme parere del Ministero delle attività produttive, espresso sentito il Gestore della rete di trasmissione nazionale in merito al programma temporale di messa fuori servizio". È essenziale dunque che venga emanato al più presto il Decreto previsto

dalla norma citata con cui vengono definiti gli *standard* di efficienza degli impianti e le relative modalità di verifica. A tal fine, l'Autorità già a suo tempo ha formulato adeguate proposte in merito.

MERCATO DEL GAS NATURALE

Sotto il profilo della concorrenzialità, il mercato del gas presenta ancora oggi livelli di per sé bassi e di certo molto inferiori rispetto a quelli propri del settore elettrico. Basti rilevare che, a quasi dieci anni dall'apertura dei mercati, Eni rappresenta ancora circa il 70% delle disponibilità nazionali (importazioni nette più produzione nazionale), includendo le cessioni alla frontiera (le cosiddette vendite innovative). Del restante 30%, i principali concorrenti, Enel ed Edison, coprono rispettivamente percentuali pari all'11% e all'8%. Se dalle disponibilità dei concorrenti di Eni si escludono i volumi di gas direttamente destinati agli autoconsumi della produzione elettrica, la quota di gas finalizzata alla commercializzazione, per questi soggetti, dal 30% a circa il 15%.

Centrali rimangono inoltre le tematiche relative alla situazione proprietaria delle infrastrutture di importazione, stoccaggio e trasporto (oggi ancora sotto il controllo del Gruppo Eni, operatore dominante) e ad una loro possibile gestione terza ed indipendente.

La stessa Eni: è proprietaria della massima parte della produzione nazionale; controlla il maggior operatore della rete nazionale di trasporto (Snam Rete Gas); detiene o controlla tutte le infrastrutture di approvvigionamento (metanodotti ed il rigassificatore di Panigaglia), ad eccezione del solo terminale di rigassificazione di Rovigo; detiene o controlla la quasi totalità delle infrastrutture di stoccaggio e dei campi di produzione riconvertibili a stoccaggio; assicura (attraverso una società controllata) la gestione del servizio di dispacciamento.

Nonostante la realizzazione di alcuni potenziamenti dei gasdotti di importazione e l'entrata in servizio del rigassificatore di Rovigo, la dotazione infrastrutturale (rigassificatori, gasdotti, stoccaggi) del Paese rimane insufficiente sia ai fini dello sviluppo della competizione sia ai fini di una gestione in sicurezza dei rischi connessi ad un eventuale inverno particolarmente rigido o ad eventuali temporanee interruzioni, anche accidentali, di anche uno solo dei maggiori gasdotti di importazione.

Le criticità legate alle carenze infrastrutturali sono state evidenziate con nettezza nel recente passato dalle gravi crisi di approvvigionamento, costate oltre 100 milioni di euro ai consumatori italiani, innescate o da picchi di domanda invernale (crisi del 2004-2005 e del 2005-2006) o da temporanee indisponibilità di importazioni (crisi Ucraina-Russia del 2009); perfino a fronte dell'attuale congiunturale eccesso di offerta, derivante dalla crisi economica, tali criticità determinano il persistere di un elevato divario tra prezzi registrati nei principali mercati europei e quelli prevalenti nelle negoziazioni al *Punto di scambio virtuale* (PSV) nazionale.

La crisi ha pure messo ancor più in evidenza l'incapacità del sistema infrastrutturale, ed in particolare del sistema di stoccaggio, di approfittare delle favorevoli situazioni di *prezzi spot* largamente inferiori a quelli dei contratti di lungo termine.

Per valutare le criticità del sistema gas è necessario analizzare il bilanciamento della domanda e dell'offerta non a livello annuale (come impropriamente viene spesso proposto) ma a livello giornaliero, in quanto la domanda di gas naturale è molto variabile in funzione delle esigenze di riscaldamento civile.

Il fatto che la capacità annuale di importazione e produzione superi la domanda annuale non è il sintomo di una situazione di eccesso di offerta; è solo un requisito, necessario e non sufficiente, per soddisfare la domanda tenendo conto del suo profilo stagionale.

Una più corretta valutazione⁴ porta a ritenere che in Italia un sistema del gas adeguato alla attuale domanda, in grado di fronteggiare anche interruzioni invernali prolungate di una delle principali fonti di approvvigionamento, dovrebbe disporre di almeno 80 Mmc/g aggiuntivi di offerta; questo è un valore molto rilevante se confrontato con gli investimenti in corso. Basti considerare che il rigassificatore di Rovigo ha apportato appena 25 Mmc/g aggiuntivi.

La situazione di deficit infrastrutturale è quindi con tutta evidenza grave e duratura, visto che altre realizzazioni (nuovi stoccaggi, rigassificatori e nuovi metanodotti) sono attualmente incerte e comunque differite nel tempo; si registrano difficoltà e ritardi nello sviluppo delle infrastrutture sia di stoccaggio (l'ultimo potenziamento dello stoccaggio risale a due anni fa e si tratta di un mero miglioramento tecnico della capacità già esistente) che di adduzione (gasdotti, impianti di rigassificazione).

Nei prossimi anni è quindi possibile che, in caso di problemi su uno dei principali metanodotti di importazione, occorra, ancora una volta, assumere, come da tre anni a questa parte, misure tempestive atte a mettere al riparo il sistema e gli utenti finali da rischi immediati⁵.

4 L'offerta massima a livello giornaliero è pari alla somma delle capacità di importazione e di produzione nazionale, nel complesso circa 330 milioni di metri cubi al giorno (Mmc/g), inclusi il rigassificatore di Rovigo e i recenti potenziamenti dei metanodotti da Russia e Algeria, nonché della capacità tecnica di erogazione dello stoccaggio, circa 270 Mmc/g. Tuttavia tale offerta massima, pari quindi a circa 600 Mmc/g, si realizza solo nel momento in cui gli stoccaggi sono completamente pieni. Infatti l'offerta del sistema degli stoccaggi declina rapidamente in funzione del grado di utilizzo degli stoccaggi stessi.

Poiché in inverno la domanda di gas naturale nei giorni feriali (nei quali è più elevato il consumo del settore elettrico e dell'industria) è mediamente superiore alla attuale capacità di produzione e importazione, il ricorso agli stoccaggi è indispensabile in modo sistematico e non occasionale, e quindi al termine di un inverno mediamente freddo l'offerta da stoccaggi si riduce a circa 120 Mmc/g. Complessivamente quindi l'offerta massima a fine inverno può scendere ai 450 Mmc/g, mentre la domanda può ancora raggiungere punte superiori a tale livello in caso di freddo particolarmente intenso.

Appare quindi evidente che, in caso di punte di freddo intenso alla fine della stagione invernale, l'attuale sistema dell'offerta non è in grado di fronteggiare compiutamente la domanda. Altrettanto evidente è che in questa situazione, se ai rischi del clima si sommassero altre cause di riduzione dell'offerta invernale, quale ad esempio l'interruzione accidentale delle importazioni da uno dei principali metanodotti (che hanno capacità dell'ordine degli 80 Mmc/g), il sistema potrebbe non essere in grado di far fronte alla domanda.

5 In tale situazione il Governo ha dovuto intervenire negli anni scorsi con misure urgenti ed eccezionali per far fronte alle emergenze e ai rischi di black-out. Peraltro, superata l'emergenza, tende anche a smarrirsi la generale percezione dell'onerosità, in termini ambientali ed economici, delle misure stagionali adottate. Negli scorsi anni, per garantire la copertura del fabbisogno, sono stati adottati provvedimenti finalizzati a contenere i consumi di gas: massimizzando l'utilizzo dell'olio combustibile nelle centrali termoelettriche anche con deroghe ai limiti di emissione previsti dalla nor-

Per assicurare al sistema produttivo e agli utenti finali un mercato del gas in grado di garantire sia la continuità che l'economicità delle forniture, è necessario un livello di offerta capace non solo di seguire la dinamica della domanda, ma di anticiparla proattivamente con un "fisiologico" eccesso di offerta; eccesso presente in tutti i settori veramente competitivi, e senza il quale nessun mercato può definirsi concorrenziale ed espletare la propria funzione calmierante sui prezzi. E' infatti evidente che solo una situazione infrastrutturale di piena sicurezza può supportare lo sviluppo di un compiuto mercato concorrenziale. Tale situazione condiziona peraltro sempre più anche il settore elettrico, posto che oltre il 55% di energia elettrica è prodotta utilizzando gas naturale.

MERCATO ALL'INGROSSO

L'assenza di mercati liquidi e della disponibilità, a costi ragionevoli, dei necessari strumenti di flessibilità continuano a condizionare fortemente gli esiti del mercato all'ingrosso, il grado di integrazione verticale del settore (in ciò comprendendo anche i rapporti contrattuali di medio-lungo periodo tra soggetti distinti) e, quindi, il grado di concorrenza nel mercato al dettaglio.

L'assenza di una borsa liquida del gas comporta innanzitutto che le condizioni prevalenti nei contratti di fornitura continuino a rispecchiare la struttura di costo propria dei contratti *take or pay* di lungo periodo dell'operatore dominante; a tale effetto va però aggiunto quello – non meno rilevante – di un notevole aumento dei costi di transazione e del rischio che si trova a sostenere un nuovo entrante (operante tanto all'ingrosso che al dettaglio), il quale non abbia precedentemente negoziato accordi (o preaccordi) commerciali per la cessione o (rispettivamente) l'acquisto della materia prima all'ingrosso e dei necessari strumenti di flessibilità.

Alcuni recenti interventi legislativi hanno cercato di dare risposta, almeno in parte, alle criticità sopra evidenziate: in particolare l'articolo 30 della Legge n.99/09 dispone che il Gestore del mercato elettrico (GME) organizzi e gestisca la Borsa del gas e che, in particolare, il GME, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della medesima Legge, assuma la gestione delle offerte di acquisto e di vendita del gas naturale e di tutti i servizi connessi secondo criteri di merito economico.

Sebbene l'avvio della Borsa del gas non garantisca di per sé la nascita di un mercato regolamentato davvero liquido, si tratta di un primo importante passo in tale direzione. La presenza di una Borsa del gas potrà contribuire a superare alcune delle difficoltà oggi osservate nello sviluppo della concorrenza nel mercato al dettaglio, ancora fortemente carat-

mativa ambientale; riducendo le temperature ed i periodi di riscaldamento nelle abitazioni; attivando contratti di fornitura interrompibile con conseguenti ulteriori costi per la collettività. A titolo di esempio si consideri che, durante l'ultima emergenza gas, sono stati riconosciuti alla sola Enel circa 66 milioni di euro a titolo di reintegrazione dei maggiori oneri sostenuti per l'utilizzo degli impianti di produzione alimentati ad olio combustibile, con un conseguente aggravio pagato in tariffa dai consumatori.

Le politiche di emergenza, oltre ad obbligare gli esercenti a modificare il proprio mix produttivo verso combustibili meno "puliti" e più costosi del gas, vincolano l'Autorità ad adeguare le proprie deliberazioni in materia, intaccando anche la stabilità regolatoria indispensabile per il mercato.

terizzato da un'elevata discriminazione di prezzi non giustificabili sulla sola base delle diverse caratteristiche del prelievo.

È importante sottolineare che la presenza di una struttura di offerta sufficientemente concorrenziale o, almeno, di misure che inducano un comportamento di offerta concorrenziale è una condizione fondamentale perché la Borsa del gas possa produrre i suoi benefici effetti. Diversamente, i segnali di prezzo prodotti resteranno non solo fortemente distorti, ma anche facilmente (e senza costo rilevante) condizionabili, per non dire governabili, da parte dell'operatore dominante Eni; ciò che finirebbe per svuotare di significato detti segnali di prezzo.

Considerazioni analoghe valgono con riferimento al ruolo che potrebbe assumere l'Acquirente unico nel mercato del gas naturale. In presenza di una struttura di offerta sufficientemente concorrenziale, o di operatori lato offerta che agiscano come se si trovassero in un contesto di forte concorrenza, l'Acquirente unico potrebbe, così come nel settore dell'energia elettrica, approvvigionarsi sul mercato del gas naturale destinato ai clienti finali di minori dimensioni serviti nell'ambito dei meccanismi di tutela cui vengono applicati i prezzi di riferimento. Prezzi di riferimento che sarebbero quindi determinati sulla base dei prezzi pagati da Acquirente unico sul mercato, daché i prezzi di mercato rifletterebbero dinamiche concorrenziali. Nell'attuale contesto di mercato, invece, tali prezzi rifletterebbero, verosimilmente, l'esercizio di potere di mercato dell'operatore dominante.

I recenti interventi legislativi sul mercato all'ingrosso del gas, di cui ai commi 1 e 2 dell'articolo 3 del Decreto Legge 1 luglio 2009, n. 78, convertito nella Legge 3 agosto 2009, n. 102, che hanno imposto all'operatore dominante un obbligo di offerta (*gas release*) a condizioni predefinite, non potevano dare piena soluzione all'assenza di una struttura concorrenziale nell'offerta; ciò a causa della episodicità della misura prevista, del particolare momento dell'anno in cui essa è entrata in vigore, della sostanziale impossibilità di accesso diretto o indiretto dei consumatori di piccola dimensione (famiglie e PMI) e della ridotta dimensione, sia in termini quantitativi che di estensione temporale, che hanno caratterizzato l'obbligo di offerta.

Ciononostante, la *gas release* ha avuto l'indubbio beneficio di rendere disponibile un segnale di prezzo trasparente, che consente a tutti i clienti finali di poter valutare più correttamente le condizioni economiche previste nelle proprie forniture.

Analoghe considerazioni valgono con riferimento alle disposizioni di cui al comma 3, articolo 3, del Decreto Legge 78/09 convertito nella Legge n.102/09, che sono volte appunto a rendere disponibili al mercato le necessarie risorse di flessibilità sia con riferimento ai servizi di bilanciamento che di stoccaggio, nel rispetto dei vigenti livelli di sicurezza degli approvvigionamenti e delle forniture. La disponibilità per il mercato di tali strumenti è necessaria, tra l'altro, per ridurre i rischi e i costi di transazione connessi all'acquisizione dei clienti nel corso dell'anno termico e, in generale, per gestire efficientemente le variazioni nei profili di prelievo dei clienti finali e nelle condizioni economiche e tecniche che caratterizzano gli approvvigionamenti a monte.

Sulla base delle disposizioni di cui all'articolo 3 del Decreto Legge 78/09 convertito nella Legge n.102/09, l'Autorità ha già posto in atto una serie di interventi volti ad aumentare la flessibilità dei servizi di stoccaggio e bilanciamento.

MERCATO AL DETTAGLIO

Nel settore gas, la completa liberalizzazione del mercato e la connessa possibilità, anche per i clienti finali domestici, di scegliere un venditore sul mercato libero è avvenuta a partire dal 1° gennaio 2003; tuttavia, come visto anche nel settore elettrico, il legislatore ha voluto garantire una particolare tutela per i clienti finali dotati di minore potere contrattuale (famiglie ed utenti di minori dimensioni)⁶. L'Autorità, dunque, continua a fissare le condizioni economiche che gli esercenti la vendita sono tenuti ad inserire tra quelle da loro liberamente offerte a detti clienti. Ciò, attraverso *prezzi di riferimento*, aggiornati trimestralmente per tenere conto dell'evoluzione dei prezzi della materia prima all'ingrosso; questi, come già illustrato, sono fortemente legati agli andamenti dei mercati internazionali del petrolio e dei prodotti petroliferi e al rapporto di cambio dollaro/euro. L'aggiornamento avviene sulla base delle quotazioni medie dei nove mesi precedenti, così da garantire una certa stabilità delle condizioni economiche di fornitura, diluendo gli effetti dei periodi di picco, sia in aumento che in diminuzione, e minimizzando le variazioni da trasferire sul prezzo finale.

Con riferimento allo stato generale della concorrenza nel mercato al dettaglio, al 30 settembre 2009 la percentuale dei clienti, domestici e non domestici, che risultano essere transitati nel mercato libero è pari a circa il 7%.

Si tratta di numeri molto bassi, a sette anni dall'apertura del mercato finale del gas naturale e specie se confrontati con il settore elettrico; essi dipendono essenzialmente da:

- un esiguo grado di concorrenzialità che caratterizza il mercato all'ingrosso;
- un forte grado di integrazione verticale che ancora caratterizza l'attività di vendita al dettaglio;
- la relazione/integrazione verticale tra le società di distribuzione, cui le procedure di *switch* prevedono l'invio delle relative richieste, e il venditore *incumbent* nell'area; quest'ultimo può avvantaggiarsi di informazioni privilegiate facilmente reperibili per mettere in atto strategie volte a contenere la perdita di clienti;
- l'esistenza di centinaia di imprese di distribuzione e la conseguente necessità, per i venditori che vogliono espandere la propria azione sul territorio, di moltiplicare le relazioni e gli scambi di dati necessari alla gestione dei contratti di trasporto e di

⁶ Sotto il profilo normativo, la forma di tutela oggi vigente per questi clienti (famiglie e PMI) era stata introdotta, nell'imminenza della completa liberalizzazione del comparto (1° gennaio 2003), dal DPCM 31 ottobre 2002, emanato sulla base di quanto previsto dall'art. 1 del Decreto Legge 4 settembre 2002, n. 193, poi convertito dalla Legge 28 ottobre 2002, n. 238. Tale decreto, finalizzato a realizzare un "*ordinato e graduale passaggio al mercato liberalizzato da parte degli utenti finali*" che si trovavano, sino a quel momento, nella condizione di *cliente vincolato*, attribuiva all'Autorità il compito di definire criteri di calcolo e aggiornamento delle tariffe e dei prezzi relativi all'elettricità e al gas, integrativi rispetto a quelli previsti dall'art. 3, commi 2 e 5, della Legge 14 novembre 1995, n. 481, "*anche successivamente all'apertura dei mercati*". Detto quadro normativo è stato successivamente completato da quanto previsto dall'art. 3 del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito nella Legge 3 agosto 2007, n. 125, che, nell'estendere al settore dell'energia elettrica il potere dell'AEEG di definire i *prezzi di riferimento* anche successivamente all'apertura dei mercati, ha confermato a livello di legislazione primaria quanto già previsto, per il settore gas, dal DPCM 31 ottobre 2002.

stribuzione, con costi gestionali sostenuti e conseguente minore spinta verso nuovi clienti;

- l'ancor insufficiente grado di informazione dei clienti finali e la loro capacità di esprimere una domanda largamente consapevole.

L'Autorità ha già allo studio una riforma organica di tutta la disciplina dello *switch* per limitare il più possibile gli ostacoli di tipo operativo che, aumentando i costi e le asimmetrie informative, creano barriere all'ingresso di nuovi operatori; tuttavia, per consentire di raggiungere un sufficiente grado di competizione nel mercato al dettaglio appaiono necessari ulteriori interventi nel comparto della distribuzione del gas.

AMBITI TERRITORIALI

Il settore del gas, presenta ancora margini di ottimizzazione al fine di ridurre ulteriormente il costo del servizio per i clienti finali. In particolare la distribuzione del gas presenta un assetto molto frammentato sia dal punto di vista delle responsabilità amministrative (6500 concessioni sono oggi poste in capo ai singoli Comuni), sia dal punto di vista del numero di operatori (circa 350); tale assetto non è ottimale né dal punto di vista del perseguimento delle economie di scala, né dal punto di vista della concorrenza sul versante della vendita, rappresentando l'eccessivo numero di interlocutori una barriera all'ingresso di nuovi operatori.

In più circostanze, l'Autorità ha auspicato che si pervenisse ad un assetto delle concessioni di distribuzione che aggregasse le località territoriali in modo tale da ridurre sensibilmente gli ambiti di concessione, al fine di adottare strumenti di *governance* adeguati e idonei a sviluppare il servizio in modo efficiente, sicuro e affidabile.

Il recente schema di Decreto interministeriale, cui l'Autorità ha dato il proprio parere favorevole (deliberazione PAS 2/10), prevede un numero di ambiti di concessione che, sebbene sia superiore a quanto a suo tempo indicato dall'Autorità, consente in ogni caso di porre in atto un certo riordino verso un assetto ottimale, che potrà essere perseguito in futuro anche attraverso gli strumenti incentivanti previsti dal Decreto medesimo.

POSSIBILI INTERVENTI ATTI A RIDURRE LE CRITICITÀ NEL SETTORE GAS

Gli interventi, possibili e necessari al fine di migliorare l'efficienza e la competitività del mercato nel gas naturale, dovrebbero concentrarsi sugli aspetti illustrati di seguito.

MISURE AD EFFETTO IMMEDIATO

a) Gas release e Borsa del gas

Al fine di ridurre l'elevatissima concentrazione dell'offerta nel mercato all'ingrosso del gas naturale, ostacolo allo sviluppo di una vera e propria Borsa del gas, si potrebbero introdurre,

per via legislativa, obblighi all'operatore dominante di offerta a condizioni predefinite e per volumi di gas sensibilmente superiori a quelli che hanno caratterizzato la recente *gas release*; un'offerta a cui possa accedere tutta la domanda, con un orizzonte pluriennale coerente con lo sviluppo delle infrastrutture di stoccaggio.

b) Interventi nella distribuzione

Per le concessioni di distribuzione gas, è essenziale che vengano tempestivamente emanate regole certe per la definizione di bandi e criteri di gara, entrambi peraltro propedeutici alla riduzione del numero dei bacini di utenza. Tutto ciò può ridurre i costi di transazione, favorire l'entrata di nuovi operatori e in definitiva offrire al cliente finale nuove possibilità di fruire di un servizio efficiente a condizioni economiche sempre migliori.

MISURE STRUTTURALI CON EFFETTI ATTESI NEL MEDIO PERIODO

a) Separazione proprietaria delle attività di trasporto

Il dispacciamento fisico del gas, che comporta interventi correttivi dell'esito del mercato, normalmente legati alle modalità di gestione della rete e degli stoccaggi, deve essere svolto da un soggetto terzo rispetto al mercato. Ne consegue la necessità e l'urgenza di separare proprietariamente le attività di trasporto e di dispacciamento, come peraltro già legislativamente previsto in Italia fin dalla Legge 27 ottobre 2003 n. 290 (sollecitata nel 2006 con voto biparte dalla X Commissione della Camera) ed ancora in attesa del DPCM di attuazione. L'attuazione delle leggi già esistenti si rende ancor più urgente e necessaria alla luce della recente approvazione, avvenuta il 13 luglio 2009, del c.d. *Terzo pacchetto* di direttive e regolamenti comunitari in tema di energia, in vigore dal 3 settembre 2009 e che fissa al 3 marzo 2011 il termine entro il quale gli Stati membri devono adeguarsi alle nuove disposizioni.

b) Attribuzione al gestore indipendente del trasporto dei diritti di trasporto sui metanodotti internazionali di adduzione in Italia, detenuti dall'operatore dominante

Lo sviluppo di un mercato competitivo richiede pure il trasferimento a Snam Rete Gas, una volta resa terza dall'Eni, dei diritti sul trasporto internazionale, specie quelli precedenti le normative di liberalizzazione del sistema. Di fatto l'esistenza di un operatore indipendente che disponesse anche dei diritti di trasporto internazionali consentirebbe allo stesso di partecipare, in modo più proattivo e più orientato al mercato, alle iniziative di sviluppo dei gasdotti transfrontalieri, nonché alla creazione di un *hub* italiano per il Sud Europa.

c) Separazione proprietaria delle attività di stoccaggio

Appare oggi necessario e urgente che le aziende a cui sono affidati importanti monopoli tecnici regolati come lo stoccaggio (con ricavi assicurati da tariffe e rischio di impresa molto contenuto) garantiscano, accanto ad una soddisfacente tutela degli interessi degli azionisti, anche progressi continui in termini di sviluppo infrastrutturale e di economicità, qualità, adeguatezza e sicurezza dei servizi. Non diversamente dal trasporto dunque, l'indipendenza e terzietà nella gestione e proprietà degli stoccaggi può far recuperare il ritardo nello sviluppo di nuova capacità, presupposto necessario per un'evoluzione in senso concorrenziale dei servizi di stoccaggio e della loro regolazione.

d) Obbligo di cessione per l'operatore dominante di una significativa quota della produzione nazionale, con particolare riferimento ai campi riconvertibili a stoccaggio

Ai fini di accelerare l'emergere di competitori attivi sul mercato italiano sarebbe certamente opportuna la cessione da parte di Eni a terzi di sottoinsiemi di *asset* di produzione (modello Genco già sperimentato nel settore elettrico). Tale misura non dovrebbe riguardare solo i campi di produzione nazionale ma anche i giacimenti nazionali esauriti o in via di esaurimento nella disponibilità dell'Eni; la misura dovrebbe comprendere i campi *off-shore*.

e) Tetti antitrust

L'imposizione di tetti massimi per le importazioni e le vendite sul mercato finale del gas naturale da parte di un singolo operatore (75% delle importazioni nel 2002, che si riduce fino al 61% nel 2010) non ha dato gli effetti sperati in quanto finora Eni ha sostanzialmente eluso tali vincoli attraverso il ricorso alla cessione, pre-frontiera nazionale, del gas. Appare, dunque, necessario prevedere una riformulazione ed estensione del limite citato tale da consentire di abbassare progressivamente la percentuale fino al valore già applicato per il settore elettrico (50%) in tempi certi (ad es. entro al 31 dicembre 2015). Il vincolo antitrust dovrebbe, dopo tale transitorio, rimanere al 50 % senza alcuna scadenza temporale, come per il settore elettrico. La riformulazione dovrebbe impedire di eludere il vincolo stesso mediante le cosiddette *vendite innovative* pre-confine italiano.

TUTELA DEI CONSUMATORI ED AGEVOLAZIONI SPECIALI

TUTELA DEGLI UTENTI CONSUMATORI NEL SETTORE ELETTRICO E NEL GAS

L'Autorità per l'energia, nel pieno rispetto delle finalità istitutive e degli indirizzi di politica energetica contenuti nelle leggi di settore, ha sempre operato per promuovere la concorrenza e al contempo tutelare il consumatore. Tale azione si è concretizzata nelle misure adottate nel campo delle tariffe, della qualità del servizio, della promozione della competitività, della trasparenza dei comportamenti commerciali, oltre che negli interventi volti ad incentivare l'efficienza energetica. Attraverso la regolazione, i clienti finali hanno recuperato tutele, diritti e potere contrattuale.

Nello specifico, le linee di intervento più direttamente riconducibili alla tutela dei consumatori in senso stretto – oltre quindi alla regolazione delle condizioni economiche dei servizi e agli interventi più focalizzati sulla promozione della concorrenza – si possono raggruppare in:

- interventi che hanno inciso sulla qualità del servizio;
- interventi che hanno migliorato l'informazione a disposizione dei clienti finali;
- interventi che hanno rafforzato la tutela individuale.

QUALITÀ COMMERCIALE E TECNICA

L'obiettivo del miglioramento della qualità del servizio elettrico e gas è stato perseguito attraverso obblighi di servizio, standard specifici e generali di qualità commerciale e meccanismi incentivanti orientati a migliorare la continuità del servizio elettrico e la sicurezza del servizio gas; ciò ha consentito di assicurare al consumatore italiano una qualità certa, progressivamente uniforme (per quanto riguarda la continuità del servizio) ed in continuo miglioramento sul territorio. Nel settore elettrico, il numero e la durata delle interruzioni senza preavviso hanno registrato un trend di miglioramento sostanzialmente ininterrotto (70% per la durata e 45% per il numero) dal 2000, anno di prima introduzione della regolazione incentivante della continuità del servizio per le imprese di distribuzione. Questo miglioramento nella durata delle interruzioni è stato ottenuto grazie al sistema di incentivi e penalità che l'Autorità ha applicato ai distributori di energia elettrica a partire dal 2000. Tale sistema colloca l'Italia fra gli Stati europei più virtuosi in termini complessivi di continuità del servizio e ha inoltre permesso di ridurre sensibilmente i differenziali di continuità del servizio elettrico tra Nord e Sud del Paese, con beneficio non solo per le famiglie ma anche per la competitività dei settori produttivi. Il meccanismo introdotto dall'Autorità prevede che le imprese distributrici siano soggette a incentivi e penalità riferiti non solo alla durata delle interruzioni, ma anche, per la prima volta in Europa, al miglioramento del numero delle interruzioni lunghe e brevi, cioè tutte quelle di durata superiore a un secondo.

Sono risultati inoltre particolarmente efficaci gli standard di qualità unici nazionali relativi al servizio di distribuzione (tempi per attivazioni o disattivazioni, per preventivazione od esecuzione lavori) con indennizzi automatici a favore dei clienti finali nel caso di mancato

rispetto degli standard stessi per causa degli operatori. Il meccanismo è stato introdotto in sostituzione della precedente disciplina della *Carta dei servizi* ed i risultati ottenuti sono di indubbio rilievo. Di fatto dal 2000 sono stati pagati, ad esempio, ai soli consumatori elettrici circa 27 milioni di euro di indennizzi e da gennaio 2009 gli indennizzi a favore dei clienti vengono anche raddoppiati o triplicati a seconda del ritardo nella esecuzione della prestazione. Da luglio 2009 sono stati infine introdotti nuovi indennizzi a favore dei clienti nel caso in cui il venditore non abbia provveduto tempestivamente alla rettifica di fatture non corrette, per i casi di doppia fatturazione o qualora non abbia risposto in modo completo ad un reclamo entro quaranta giorni solari dal ricevimento.

Con riferimento alla sicurezza del servizio gas, si può innanzi tutto confermare un progressivo miglioramento degli aspetti della sicurezza promossi dai meccanismi incentivanti e dall'attività di vigilanza dell'Autorità; la percentuale della rete ispezionata ha superato di oltre il 45% le percentuali minime obbligatorie. Complessivamente, le ispezioni effettuate per l'intero settore gas rispettano ampiamente gli obblighi di servizio fissati dalla delibera n. 168/04. In riferimento ai livelli minimi individuati dall'Autorità (20% per la bassa pressione e 30% per la media e alta pressione) i valori riscontrati si attestano intorno al 50%.

Per quanto riguarda le chiamate di pronto intervento, il tempo medio effettivo di arrivo sul luogo di chiamata si attesta su valori nettamente inferiori al tempo massimo previsto dalla delibera n. 168/04, pari a 60 minuti. A fronte di un aumento in valore assoluto del numero di chiamate di pronto intervento sull'impianto di distribuzione, il tempo di arrivo sul luogo di chiamata è progressivamente diminuito fino al valore medio nazionale di 33 minuti.

L'incidenza delle dispersioni a seguito di segnalazione di terzi rimane pressoché invariata sia a livello del totale nazionale, sia della tipologia dimensionale dei distributori. Più nel dettaglio, per i grandi distributori si è rilevato che il numero di dispersioni localizzate per kilometro di rete è diminuito.

L'Autorità ha inoltre introdotto alcune novità riguardo ai *call center* commerciali dei venditori, fissando obblighi di servizio minimi a partire dal 1° gennaio 2008, che riguardano la semplicità del risponditore automatico, l'orario di apertura, la gratuità delle chiamate per il cliente, almeno da rete fissa e l'informazione ai clienti con la pubblicazione su internet e sulle bollette del numero telefonico del *call center*, degli orari e del tipo di chiamate abilitate. Sono stati inoltre fissati livelli standard per l'accessibilità al *call center*, per il tempo medio di attesa e per il livello di servizio (percentuale di chiamate andate a buon fine) con l'obiettivo di limitare code di attesa troppo elevate e ridurre il fenomeno delle linee occupate. L'Autorità provvede a pubblicare una "graduatoria" della qualità dei *call center*, con aggiornamenti semestrali. La pubblicazione comparativa persegue il fine di migliorare la qualità delle risposte e di avviare un confronto virtuoso fra gli operatori.

Oltre all'impegno volto a garantire la qualità dei servizi commerciali, l'Autorità ha continuato a sostenere una intensa attività per migliorare la qualità tecnica (continuità del servizio elettrico, sicurezza del servizio gas).