

Indagine Conoscitiva sul mercato libero e sulle condizioni di
vendita al dettaglio di energia elettrica e gas naturale

Audizione Federutility
presso la X Commissione Senato
(Industria, Commercio e Turismo)

Roma, 01 ottobre 2013

Onorevoli Senatori,

Federutility esprime il proprio apprezzamento per la possibilità di poter portare, all'interno dell'Indagine sui prezzi dell'energia che codesta Commissione ha avviato, le proprie valutazioni su un tema così importante.

La **spesa energetica** nel 2012 è stata pari a 63 miliardi di euro che corrispondono al 4% del PIL, percentuale in crescita rispetto al 2011; a livello mondiale l'Italia è il quarto Paese in termini di importazioni gas dopo Giappone, Stati Uniti e Germania e il nostro sistema di approvvigionamento risulta inoltre meno flessibile in confronto agli altri Paesi europei in ragione del minor numero di terminali di GNL, circostanza che determina una marcata concentrazione nel trasporto via pipeline (circa l'88% del gas totale importato a fronte di un peso del 71% in Francia e del 24% in Spagna).

Se da un lato, quindi, siamo in presenza di una forte incidenza sulla bilancia commerciale con l'estero, dall'altro, la spesa per la fornitura di prodotti energetici ha un peso rilevante e genera, oggi più che in passato, un notevole impatto sul **potere d'acquisto delle famiglie e sulla competitività** del nostro apparato industriale.

Le dinamiche di formazione dei prezzi vanno pertanto analizzate in profondità per garantire una **corretta allocazione dei costi** ed evitare così che le inefficienze del sistema possano gravare su uno scenario già caratterizzato da una eccezionale crisi macroeconomica da cui soprattutto l'apparato produttivo italiano fatica ad uscire.

Analisi di scenario

L'analisi non può che partire dalla composizione del **mix energetico** che l'Italia utilizza: da una parte il **peso rilevante del gas** nel mix di generazione elettrica **caratterizza il settore** italiano rispetto agli altri Paesi europei, sia in termini di **maggiore flessibilità** del parco di produzione che di **costi per il sistema**; dall'altra, il minore utilizzo del carbone – più vantaggioso economicamente anche per via del recente andamento del costo della CO2 – unito all'assenza

di nucleare, costituisce un fattore decisivo nella formazione del prezzo dell'energia elettrica rispetto a Paesi quali Germania e Francia.

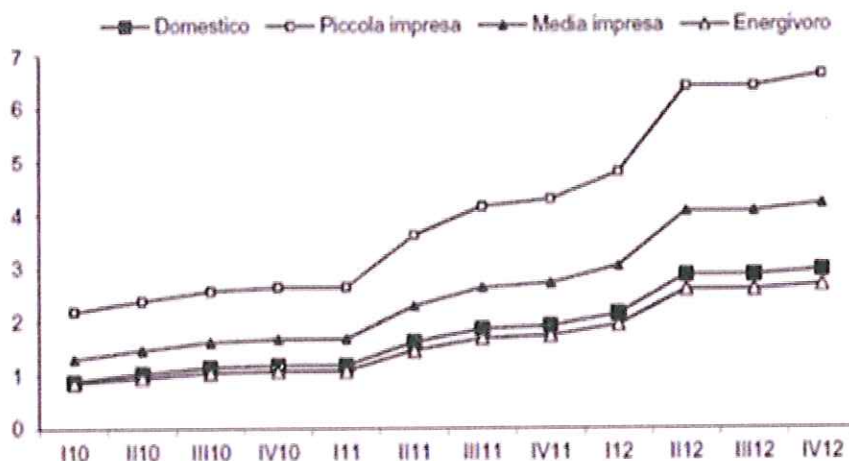
A tali aspetti si aggiunge il vero e proprio **boom della generazione rinnovabile** nel settore elettrico, che ha portato l'Italia a raggiungere – con otto anni di anticipo – l'obiettivo nazionale all'interno della strategia europea del cosiddetto 20-20-20; una traiettoria che tuttavia – come si avrà modo di dettagliare in seguito in termini di analisi delle componenti che gravano sulle bollette – **ha contribuito a tenere il livello dei prezzi alto.**

I dati Eurostat relativi al confronto tra i prezzi di energia elettrica e gas in Europa evidenziano condizioni generalmente svantaggiose per il nostro Paese, ma al tempo stesso mettono in luce che **il gap rispetto al livello di prezzo medio europeo per entrambi i settori e per tutte le categorie di consumo è molto diverso a seconda se il confronto viene effettuato sui prezzi al netto o al lordo delle imposte.**

Nello specifico nel **settore elettrico** nel 2012 i prezzi per i **consumatori domestici italiani** risultano **inferiori** ai prezzi mediamente praticati nell'Unione europea per le prime due classi di consumo (comprendenti consumi annui inferiori a 1.000 kWh e fino a 2.500 kWh), **sia al netto sia al lordo delle imposte e oneri**, mentre risultano superiori per le restanti classi di consumo. E' da sottolineare tuttavia che **la classe che risulta più penalizzata è quella intermedia – quindi le piccole e medie imprese – che paga prezzi notevolmente più alti rispetto agli omologhi europei;** alla base di tale situazione ci sono motivazioni che oramai si possono ritenere superate, da un lato per via del potenziamento del parco di generazione che mette il sistema al riparo dal rischio di non coprire il fabbisogno, dall'altro dal percorso di conversione al vettore elettrico delle attività produttive.

In particolare, rispetto all'incidenza degli oneri parafiscali pagati dai consumatori, merita di essere sottolineata la distorsione legata ad un sistema che addossa il peso maggiore alle imprese di dimensioni minori: negli ultimi tre anni l'applicazione della sola componente A3 per un'utenza in bassa tensione che consuma 200 MWh/anno ha comportato un aumento di spesa di 8.000 euro (dai 3.500 euro del II trimestre 2010 agli 11.300 euro del secondo trimestre 2013).

Spesa media per la componente A3 in €cent/kWh

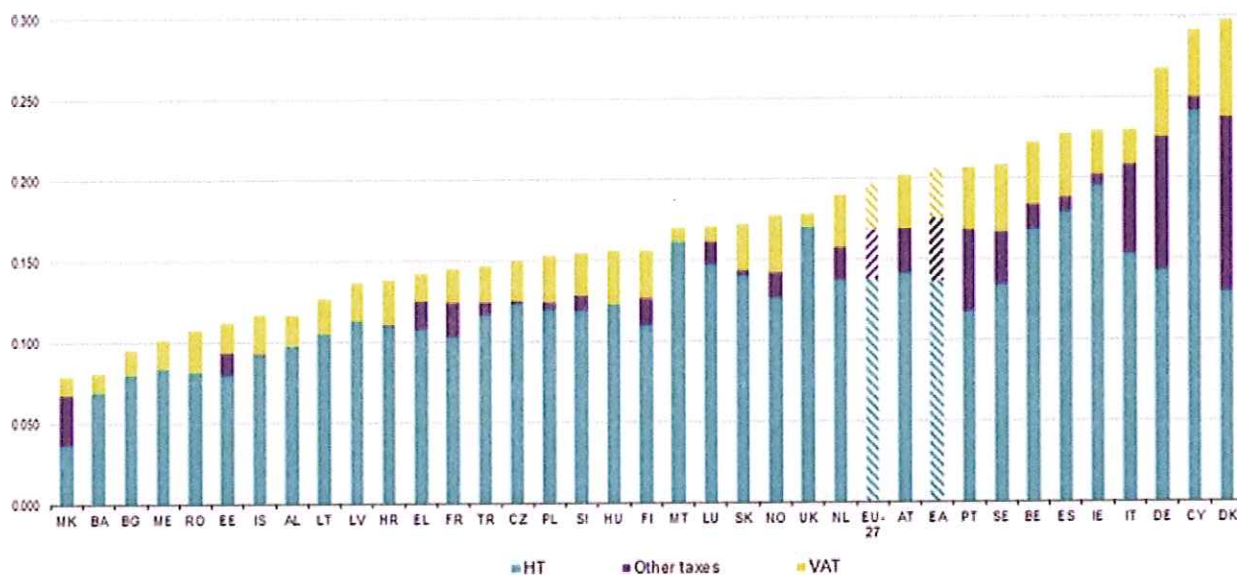


(Fonte: Ref-e su dati AEEG)

In sintesi, come si evince dal grafico sottostante, sia i costi legati alla generazione che gli oneri fiscali e parafiscali producono il differenziale di prezzo rispetto agli altri Paesi; va inoltre sottolineato che invece la percentuale della tariffa relativa ai costi di rete risulta sensibilmente inferiore alla media UE.



Composizione del prezzo (€/kWh) dell'energia elettrica per i clienti domestici



(Fonte: Eurostat 2012)

Un discorso simile può essere effettuato anche per i clienti industriali, ma in questo caso l'incidenza della componente fiscale e parafiscale risulta ancora più penalizzante se letta – ed è opportuno farlo per valutarne gli effetti sulla competitività del nostro sistema produttivo – in confronto agli altri Paesi europei. I dati mostrano infatti come per i clienti industriali italiani l'incidenza di tali oneri sia di quasi il 28%, percentuale inferiore solo a quella presente in Germania, dove tuttavia la componente per l'approvvigionamento risulta sensibilmente più bassa (0,063 €/kWh contro i 0,106 €/kWh italiani).

Nel settore del **gas naturale** nel 2012 per i **consumatori domestici** i prezzi risultano più alti della media europea per tutte le classi di consumo, registrando ancora una volta differenze sensibili se lette al netto o al lordo delle imposte. La differenza risulta del 6% per la prima classe di consumo (<525,36 m3/anno) al netto delle imposte e del 13,3% al lordo, del 10% per la classe di consumo intermedia (525,36-5.253,6 m3/anno) al netto e del 28,8% al lordo, del 5% per la fascia di consumo più alta (>5.253,6 m3/anno) al netto e del 9% al lordo.

Il perseguimento dell'obiettivo dell'allineamento del prezzo dell'energia alla media europea è peraltro una delle **priorità individuate dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN)**, rispetto alla quale Federutility ha rappresentato profonda condivisione.

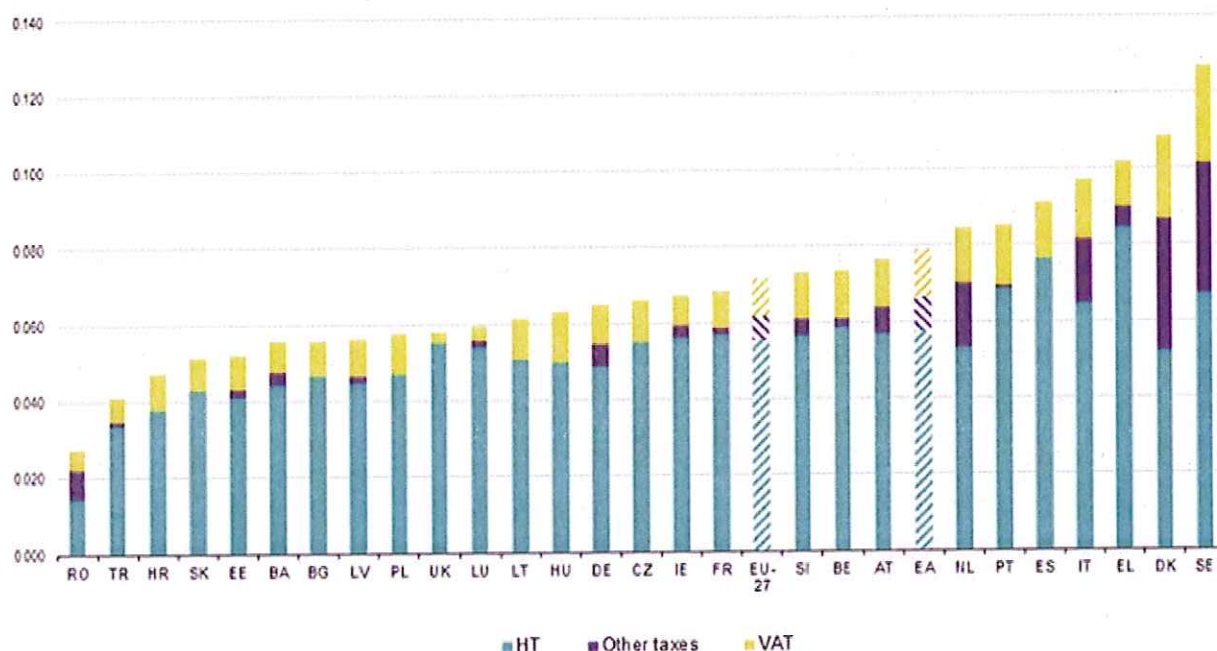
La riduzione del differenziale tra i mercati energetici è infatti la preconditione per non compromettere la competitività e creare un mercato interno liquido e concorrenziale completamente integrato grazie al quale l'Italia possa sfruttare le proprie potenzialità tecnologiche e geopolitiche, a partire dall'auspicabile ruolo di crocevia per l'ingresso di gas dal Sud verso l'Europa.

Nel **settore gas**, la struttura dell'offerta è caratterizzata da un oligopolio di pochi Paesi produttori e la ricerca di nuove vie di approvvigionamento è fondamentale per ridurre il potere di mercato e di fissazione dei prezzi della materia prima all'ingrosso.

Nel **settore elettrico** la trasformazione del parco produttivo avvenuta nell'ultimo decennio – caratterizzata prima dai nuovi impianti a ciclo combinato a gas, poi da fotovoltaico ed eolico – richiede un nuovo paradigma capace di garantire la sicurezza del sistema minimizzandone i costi.

Affinché gli investimenti necessari non vadano a gravare sulla componente logistica della tariffa occorre fare riferimento ad un concetto di **selettività**: come indicato anche nella SEN occorre puntare sulle **infrastrutture strategiche** che consentono approvvigionamenti da più fornitori, per ridurre il rischio di interruzione della fornitura, ma anche di picchi di prezzo incontrollati, e su quell'**innovazione** che, come per le smart grid, può servire da volano per il rilancio del sistema Paese.

Composizione del prezzo (€/GJ) del gas naturale per i clienti domestici



(Fonte: Eurostat 2012)

Considerazioni generali sulle dinamiche dei prezzi e della concorrenza

Nonostante gli sforzi effettuati dall'apertura dei mercati ad oggi e i positivi tassi di switching registrati, **la propensione dei clienti a passare al mercato libero risulta ancora bassa** e segnala uno stallo delle dinamiche concorrenziali nei mercati retail.

Al riguardo si sottolinea che dall'indagine svolta dall'Aeeg tra le motivazioni che portano un cliente a sottoscrivere un nuovo contratto l'aspettativa di risparmio è la più citata (83%) e, tra il campione di famiglie che non sono propense ad aderire al mercato libero, solo il 19% sostiene invece di essere motivato dal timore del cambiamento (tempi attivazione, complicazioni burocratiche), mentre il 42% risponde di non considerare il passaggio conveniente.

Al contempo, l'Autorità sostiene che, al fine di aumentare la **'capacitazione' del cliente finale**, si potrebbe valutare un miglioramento delle modalità con cui le componenti di prezzo sono spiegate e considerare una revisione delle informazioni che devono essere messe a disposizione del cliente.

Rispetto a questo specifico punto, si ritiene che il principale ostacolo al passaggio al mercato libero non sia tanto la mancanza di informazione, quanto piuttosto la presenza di un sistema che, nel definire un regime di tutela attraverso la definizione di una tariffa regolata che comprime sempre maggiormente i margini degli operatori e fissa standard qualitativi sempre più elevati, impone un livello del servizio che difficilmente riesce ad essere eguagliato dalle offerte sul mercato libero, generalmente meno economicamente vantaggiose rispetto a quelle in regime di tutela.

Come rappresentato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nell'ambito dell'indagine conoscitiva sul mercato libero e sulle condizioni di vendita al dettaglio, **nel settore elettrico dal 2009 al 2013 lo spazio lasciato alla concorrenza tra venditori si è contratto del 10%, occupato interamente dagli oneri di sistema**, componenti sulle quali gli operatori non possono intervenire.

E' da sottolineare, inoltre, che la riduzione dei consumi produce una **notevole riduzione della base imponibile e quindi un maggior peso degli oneri di sistema** per ogni kilowattora elettrico o metro cubo di gas naturale.

A questo si aggiunge una crescente **regolazione** che, seppur nella condivisibile direzione di tutelare i consumatori e promuovere la qualità del servizio, spesso sembra muoversi in contrasto con la necessità di **liberare spazi per il mercato**: tale situazione, che rende di fatto impercettibili i vantaggi della liberalizzazione per i clienti finali, è frutto anche di una **crescente socializzazione dei costi** che il sistema sopporta per effettuare gli investimenti necessari per il suo funzionamento.

Per tali motivi riteniamo assolutamente indispensabile pervenire ad una **razionalizzazione degli oneri** che vengono attribuiti alle bollette energetiche; la situazione attuale presenta infatti due effetti altamente controproducenti:

- addossa sui clienti finali oneri impliciti e distorsivi, e penalizza la competitività del sistema-Paese;
- riduce notevolmente lo spazio per la concorrenza, ed esclude i consumatori dai vantaggi che essa potrebbe portare.

Un altro aspetto su cui è anche indispensabile agire, dal momento che grava notevolmente sui livelli di prezzo – e si tratta di una componente invisibile nella bolletta –, sono i **costi derivanti dalla frammentazione delle policies e di governance di settore e dalla conseguente mancanza di certezze per gli operatori del mercato**; tali fenomeni, particolarmente acuti nel nostro Paese, non hanno reso possibile la definizione di politiche efficienti e lungimiranti che costituiscono nel tempo l'unica opportunità per pervenire ad un contenimento dei prezzi per i consumatori ed un rilancio della competitività del sistema Paese.

Settore Gas

A livello globale il mercato del gas naturale sta vivendo una serie di profondi cambiamenti: **crisi economica, calo dei consumi, sviluppo tecnologico** possono considerarsi tra le principali cause che hanno determinato un mutamento a livello mondiale delle modalità di approvvigionamento della materia prima e delle **dinamiche di formazione del prezzo**. In numerosi Paesi europei, pur riconoscendo l'importanza dei contratti di lungo periodo, soprattutto in termini di sicurezza di approvvigionamento, si è acceso un dibattito sulla **necessità del superamento dell'indicizzazione alle quotazioni del greggio (decoupling)** e diverse autorità di regolazione di settore hanno avviato riforme volte a definire una revisione nei meccanismi di formazione dei prezzi della materia prima.

La riforma delle modalità di determinazione delle condizioni economiche disposta dal Regolatore italiano ha già prodotto una riduzione dei prezzi finali **del 4,2% dal 1 aprile 2013 e dello 0,6% dal 1 luglio e secondo le stime dell'Autorità la riduzione complessiva raggiungerà complessivamente il 7% con l'avvio, a partire dal 1 ottobre 2013, della terza fase della riforma**. Quest'ultima prevede l'ancoraggio al 100% alle quotazioni dell'hub TTF prevedendo una valorizzazione della commodity legata a valutazioni prospettiche (**forward looking**) **dell'andamento del mercato olandese, in attesa che il mercato a termine del gas nazionale gestito dal GME (MT-GAS) completi il suo avvio e acquisti una liquidità significativa**.

A tal proposito si segnala che la mancanza di regole sul funzionamento di tale nuova piattaforma unito **al timore che il prezzo che si andrà a formare rifletterà in larga misura il comportamento di un numero molto ristretto di operatori** – che per dimensione possono

incidere sul prezzo di mercato con le loro scelte - genera forte preoccupazione sulla sostenibilità delle decisioni di approvvigionamento ed investimento per il futuro anno termico.

Pur condividendo gli obiettivi di protezione del consumatore sottesi alla riforma, riteniamo che gli strumenti adottati potrebbero rivelarsi nel lungo periodo inefficaci. Il pericolo che abbiamo da sempre ravvisato è che la riforma modifichi il **modello di business** delle Aziende determinando nei futuri anni una probabile **riconcentrazione del mercato e una riduzione del numero degli Operatori**, con il rischio di avere l'effetto di vanificare i benefici per i clienti finali e per il sistema stesso derivanti dalla fine del regime di monopolio e dalla contestuale apertura del mercato.

I soggetti maggiormente colpiti dall'intervento risulterebbero in particolare i mid-streamer, gli operatori di piccole e medie dimensione che operano sul territorio e che rischierebbero di divenire meri reseller di un numero ridotto di aziende. Una regolazione di questo tipo a nostro avviso rischia di **deprimere il mercato penalizzando soprattutto proprio quei soggetti che negli ultimi anni hanno fatto ricorso al mercato spot favorendone la liquidità e lo sviluppo**, nonché la dinamica competitiva anche con importanti investimenti commerciali.

Medesime preoccupazioni si esprimono relativamente alla formazione del prezzo sul **mercato del bilanciamento**, posto che un numero ristretto di operatori di grande dimensione potrebbe condizionarlo attraverso il proprio potere di mercato e con comportamenti opportunistici in presenza di gap informativi e meccanismi di formazione del prezzo poco trasparenti.

Un altro tema su cui è fondamentale richiamare l'attenzione del Parlamento – soprattutto per le implicazioni che questo ha dal punto di vista della sicurezza del sistema – è quello dello **stoccaggio**.

Tra le modifiche apportate dalla riforma delle condizioni economiche applicate ai clienti serviti in tutela vi è infatti l'azzeramento della **componente QS** a copertura dei **costi sostenuti dagli operatori per lo stoccaggio**. Tale eliminazione viene motivata dall'Aeeg con riferimento al fatto che la valorizzazione della materia prima con le nuove regole si riferirà all'andamento dei prezzi che riflettono la dinamica stagionale e che quindi 'internalizzerebbero' il costo del servizio di stoccaggio. L'azzeramento appare tuttavia un mancato riconoscimento di costi che devono essere sostenuti anche in attuazione di un obbligo di legge.

La riforma delle **modalità di assegnazione dello stoccaggio** - disposta in attuazione del Decreto Legge 1/2012 – ha peraltro introdotto un meccanismo di mercato ad asta che nelle intenzioni del Legislatore avrebbe dovuto consentire un’allocazione ottimale, rendere più liquido e competitivo il mercato, nonché **ridurre le tariffe di distribuzione per i clienti finali**.

A causa di un cambiamento di regole di remunerazione del servizio disposto dall’Autorità a fronte ed a seguito della **mancata saturazione dello spazio di stoccaggio** dopo lo svolgimento delle prime aste, si è invece determinato un **trattamento differenziato tra gli operatori** che hanno partecipato alla prima e alla seconda asta che, laddove dovesse ripetersi in futuro, potrebbe dare adito a un **disimpegno degli operatori verso le capacità di stoccaggio pericoloso per la sicurezza del sistema**.

Nonostante l’incentivazione offerta dalla regolazione a chi avrebbe partecipato alle seconde aste, a giugno la condizione di riempimento degli stoccaggi risultava peraltro ancora critica. Sorgono pertanto dubbi sull’opportunità di un sistema che, oltre a generare una discriminazione di trattamento tra Operatori – penalizzando quelli che hanno contribuito a garantire la sicurezza del sistema e incoraggiando invece un atteggiamento ‘attendista’- risulta inefficace **in un’ottica di salvaguardia della sicurezza del sistema e di risparmio per i clienti finali**.

Relativamente all’**aumento atteso degli oneri generali di sistema** causato dalla crescita della **componente RE**, pur esprimendo la convinzione dell’ineluttabilità di tale incremento – vista l’esigenza di incentivare gli interventi di miglioramento dell’efficienza energetica anche in settori diversi da quello del gas - si sottolinea che un aumento incontrollato del peso di tali oneri nella bolletta gas potrebbe rischiare di **vanificare la percezione per il cliente finale dei benefici derivanti dal taglio cospicuo dei presunti ‘extramargini’** degli operatori disposto dall’Autorità di regolazione con la riforma della materia prima.

Per quanto concerne il settore della **distribuzione**, la nuova stagione delle **gare d’ambito** determinerà l’esigenza di investire sulle reti al fine di aumentare i livelli di qualità del servizio su cui si gioca anche la competizione tra gli operatori. Questa fase di delicato passaggio finalizzata alla pianificazione ‘a mercato’ attraverso interventi specifici (ad esempio smart metering, efficienza energetica) rappresenterà certamente un momento di importante riorganizzazione industriale che modificherà l’assetto competitivo dell’intero settore e consentirà un maggiore sfruttamento delle economie di scala a vantaggio dei consumatori.

Nella fase transitoria è necessario garantire l'adeguata **valorizzazione degli asset con regole non discriminatorie tra gli Operatori** ex affidatari del servizio ed i nuovi entranti, coerentemente a quanto previsto peraltro dal Decreto Ministeriale 226/2011. Al riguardo si segnala che in senso contrario si esprimono gli orientamenti dell'Aeeg relativamente al nuovo periodo di regolazione tariffaria, al momento oggetto di consultazione.

Il nostro auspicio è che **le tariffe** siano determinate in modo da stimolare efficienza e favorire investimenti per assicurare un adeguato livello di **qualità del servizio e innovazioni tecnologiche** che favoriscano la competizione dei venditori a beneficio dei clienti finali. Sebbene infatti nel breve periodo la necessità di sostenere gli investimenti potrà determinare un aumento dei costi, un'analisi di lungo termine rivelerebbe che questi saranno integralmente coperti dai vantaggi in termini di qualità, sicurezza, efficienza, prezzo del servizio e crescita occupazionale. A tal proposito, da una stima effettuata da Althesys è emerso che nel solo 2011 le *local utility* hanno portato avanti investimenti per più di 2 miliardi di euro - di cui più della metà nei settori energetici - con ricadute totali di circa 7 miliardi di euro e quasi 40.000 occupati, a dimostrazione che, se adeguatamente sostenuta, la **capacità di investimento** in tali settori può costituire un'importante **leva anticiclica in un contesto macroeconomico difficile**.

Si sottolinea, peraltro, **che la distribuzione locale** pesa solamente il 12% circa sul totale della bolletta. Ciò significa che un aumento di tale componente incide in modo molto residuale - di poco superiore al 10% - sul prezzo finale.

Inoltre, analogamente a quanto previsto per l'aumento degli oneri generali di sistema, anche i costi per realizzare gli **investimenti** sono costi ineluttabili e non imputabili ad una gestione inefficiente delle risorse da parte degli operatori quanto, piuttosto, all'obbligo di **innalzare gli standard del servizio ai livelli europei e rilanciare gli investimenti**.

La **componente finanziaria**, intesa come capacità di investire sul territorio, rappresenterà uno degli elementi che maggiormente incideranno nell'aggiudicazione delle gare, che come noto determineranno un importante processo di razionalizzazione. Al riguardo si sottolinea che la Cassa Depositi e Prestiti svolgerà certamente un ruolo strategico in quanto direttamente e indirettamente legata a due soggetti rilevanti del settore, con cui le imprese locali si dovranno confrontare.

Alla luce degli interventi che hanno interessato e che interesseranno il mercato del gas naturale, si esprime una generale preoccupazione per una possibile **riconcentrazione del mercato in un numero ristretto di operatori**.

Le esigenze di ridurre il gap di prezzo dell'energia rispetto agli altri Paesi UE al fine di rilanciare la competitività ed a vantaggio dei consumatori è un obiettivo certamente condivisibile, ma gli strumenti utilizzati per il suo perseguimento devono essere adeguatamente ponderati attraverso **una valutazione di lungo periodo che tenga debitamente conto anche delle esigenze di certezza normativa e regolatoria, nonché dei risvolti in termini di tutela occupazionale e salute finanziaria delle Aziende** di piccole e medio dimensione che costituiscono una parte rilevante del tessuto produttivo del Paese.

Si sottolinea peraltro che qualsiasi intervento finalizzato alla riduzione del prezzo finale sconta un livello di tassazione tra i più elevati d'Europa (34,90% per l'utente tipico domestico in tutela) che **comprime ulteriormente lo spazio di concorrenza lasciato agli operatori**.

A oltre un decennio dall'avvio del processo di liberalizzazione appare forse più corretta la linea tracciata dal D.L. Fare (Decreto Legge 21 giugno 2013 n. 69) che, nel prevedere **la riduzione del perimetro di tutela limitandola ai soli clienti civili** (domestici e condomini per uso domestico), indica una nuova strada per stimolare il processo di **'capacitazione' del cliente finale**, pur nel rispetto della necessaria gradualità e del permanere di condizioni di salvaguardia nei confronti dei consumatori più vulnerabili.

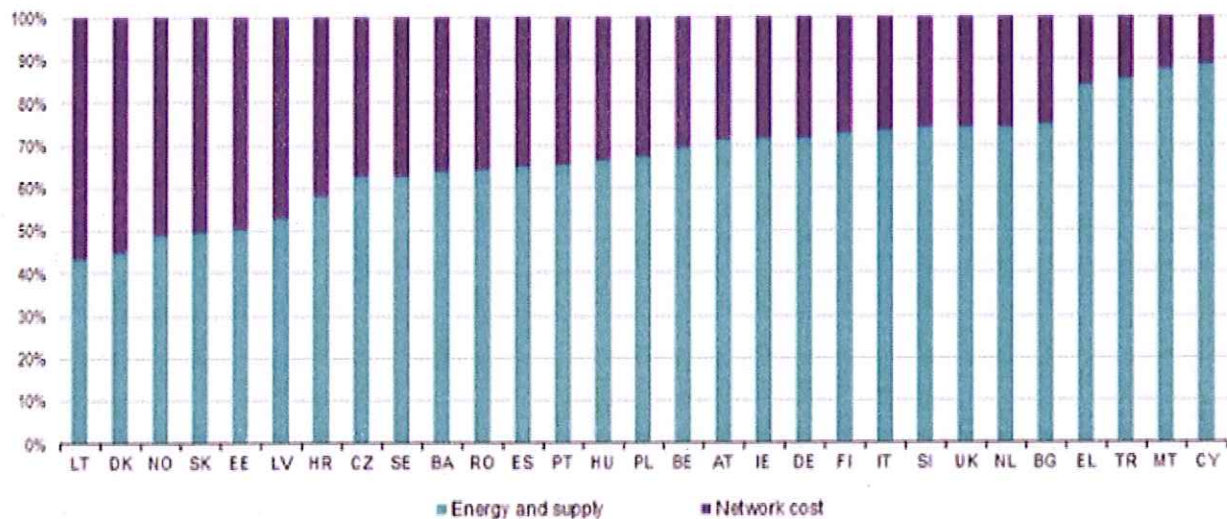
Riteniamo peraltro che tale indirizzo debba essere seguito anche per il **mercato elettrico**, dove permane un sistema di tutela che - dato anche il portafoglio dell'Acquirente Unico - non consente agli operatori di determinare una vera concorrenza di mercato.

Settore elettrico

Come ricordato, **il contesto da cui scaturisce il livello delle tariffe elettriche è particolarmente influenzato dal peso degli oneri di sistema**, la cui crescita (dal 7% al 18% della spesa complessiva negli ultimi quattro anni) ha inciso sulla capacità del sistema di liberare spazi per il gioco del mercato.



Suddivisione dei costi al netto delle imposte nei Paesi EU: costi per l'approvvigionamento / di rete



(Eurostat 2012)

Se l'evoluzione del mercato elettrico impone un focus sulle reti di distribuzione, sulla dinamica dei prezzi ha pesato molto la situazione della rete di trasmissione nazionale, dove gli interventi necessari ad eliminare i colli di bottiglia – condizione per una gestione efficiente e economica – sono stati notevolmente ritardati dalle lungaggini amministrative e burocratiche; gli oneri di tali ritardi sono ancora scontati nel PUN (Prezzo Unico Nazionale) dove vengono spalmati i differenziali pagati in alcune aree del Paese (in primis la Sicilia) che risentono di un'interconnessione non adeguata con la rete nazionale.

Un ragionamento profondo è invece in atto, in ambito regolatorio, sui costi delle **attività di dispacciamento**, che sono aumentati soprattutto a partire dall'ultimo anno per effetto della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili e per alcuni comportamenti opportunistici registrati da AEEG e sui quali è in corso un procedimento di consultazione di AEEG per la revisione del sistema.

E' sicuramente non demandabile – a questo proposito – l'**adozione di misure che responsabilizzino le fonti rinnovabili nella partecipazione al mercato**, ed in particolare nella disciplina degli sbilanciamenti: la non programmabilità delle fonti che hanno registrato una

maggior crescita – fotovoltaico e eolico – implica maggiori oneri per la gestione in sicurezza della rete, per via della necessità di un bilanciamento in tempo reale a fronte di condizioni climatiche particolarmente volatili.

L'annullamento, ad opera del Tar Lombardia, della delibera AEEG 281/2012/R/eel rappresenta un passo indietro rispetto ad una strada tracciata per permettere una convivenza di mercato tra fonti convenzionali e rinnovabili – entrambe necessarie e spesso complementari – che sarebbe auspicabile per l'efficienza del sistema e per promuovere la maturità delle nuove tecnologie.

Per quanto concerne gli aspetti di mercato, la struttura del settore elettrico è caratterizzata dalla presenza di un operatore istituzionale (l'Acquirente Unico) che acquista energia per i clienti serviti in maggior tutela; tale conformazione tutela i clienti più vulnerabili senza pregiudicare in teoria le dinamiche di mercato.

Tuttavia la situazione attuale evidenzia un ruolo particolarmente efficiente dell'Acquirente Unico, soprattutto dovuto al proprio portafoglio di clienti, che non può essere comparabile a quello ottenibile dagli altri operatori. Tale fenomeno è un ostacolo all'apertura del mercato e, per quanto efficace in termini di tutela di prezzo per il settore domestico, in questo senso vanifica la concorrenza tra gli operatori nelle offerte nei confronti dei piccoli consumatori.

Quanto emerso dall'indagine di AEEG sulle condizioni di vendita al dettaglio – cioè il differenziale positivo tra le condizioni economiche della maggior tutela e delle offerte sul mercato libero per i clienti domestici – è figlio di tale situazione, rispetto alla quale i primi ad essere spiazzati e inermi sono gli stessi operatori sul mercato retail; questi infatti operano in un **mercato con marginalità molto basse, e nel quale la regolazione risulta particolarmente avanzata ma anche estremamente invadente in termini di oneri gestionali ed economici richiesti alle Aziende.**

Una *roadmap* per l'uscita dal regime di tutela – che comunque dovrebbe tenere in conto le esigenze di gradualità e di tutela dei consumatori più vulnerabili – potrebbe essere in questo senso auspicabile, ma al tempo stesso, qualora definita, dovrebbe costituire un percorso certo e rispetto al quale gli operatori possano affidare le proprie decisioni strategiche. Diversamente, **qualora non sia possibile rifondare – attraverso scelte profonde in tal senso - le basi per la concorrenza nel mercato retail, sarebbe persino preferibile ritornare ad un modello regolato per l'attività di fornitura ai clienti vulnerabili.**



L'attività di vendita – caratterizzata di per sé da una marginalità bassa - è quindi esposta ad un sempre maggior rischio che ricade sugli operatori, nonché da numerosi **oneri derivanti da obblighi regolatori** – ed in particolare di tipo comunicativo e amministrativo – che hanno un impatto rilevante sull'operatività degli stessi.

La stessa **normativa in tema di unbundling** – cioè i requisiti di separazione delle società verticalmente integrate per evitare comportamenti dannosi per la concorrenza – presenta effetti – in termini di oneri e frammentazione societaria - che mettono **in discussione il modello multiutility e le economie di scala che esso crea**; fatti salvi i principi di tale regolazione, si richiede una maggiore attenzione ai costi che essa comporta per le Aziende e ai profili di contraddittorietà con altre norme che invece puntano a limitare le partecipazioni societarie degli Enti Locali, in considerazione delle potenziali discriminazioni che essa potrebbe causare.

A questi elementi si aggiungono inoltre forme di tassazione particolarmente invadenti, come **l'introduzione dell'IMU sugli impianti** e la cosiddetta **Robin Hood Tax**; quest'ultima, nata con l'intento di recuperare entrate da settori percepiti come ad alta redditività, è stata nel tempo estesa **anche ai settori regolati** come la distribuzione di energia elettrica e gas, cui non possono essere addebitati extra profitti non giustificabili.

Sebbene essa non incide sul prezzo finale, sarebbe a tal proposito opportuno rivalutare tale imposizione, non più giustificata nelle modalità applicative e nelle aliquote dallo stato di salute del settore, e tornare ad escludervi le attività regolate, per le quali risulta particolarmente ingiustificata.

Infine, come noto nel mondo associativo Federutility si trovano diverse Aziende multiutility operanti anche nel **settore idrico**, che spesso incide negativamente sui bilanci anche per via degli effetti della forte instabilità legislativa che lo caratterizza; il settore idrico è da solo responsabile del 2% dei prelievi elettrici e i costi per l'energia rappresentano mediamente tra il 10 e il 20 per cento dei bilanci delle Aziende, ragioni per le quali - per quanto sia stata comprensibile l'esigenza di limitare la platea – riterremmo indispensabile una sua inclusione nella cosiddetta categoria delle imprese energivore soggette ai benefici del recente Decreto del Ministero dell'Economia e Finanze del 5 aprile 2013.

