Senato della Repubblica XVI LEGISLATURA

Giunte e Commissioni

RESOCONTO STENOGRAFICO n. 8

N.B. I resoconti stenografici delle sedute di ciascuna indagine conoscitiva seguono una numerazione indipendente.

10ª COMMISSIONE PERMANENTE (Industria, commercio, turismo)

INDAGINE CONOSCITIVA SULLA DINAMICA DEI PREZZI DELLA FILIERA DEI PRODOTTI PETROLIFERI, NONCHÉ SULLE RICADUTE DEI COSTI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS SUI REDDITI DELLE FAMIGLIE E SULLA COMPETITIVITÀ DELLE IMPRESE

37ª seduta: mercoledì 10 dicembre 2008

Presidenza del presidente CURSI

IC 0185
TIPOGRAFIA DEL SENATO (200)

I N D I C E

Audizione del Presidente del GME, del Presidente del GSE e del Presidente dell'Acquirente Unico

* PRESIDENTE . . . . . *Pag.* 3, 8, 14 e *passim*
TOMASELLI *(PD)* 16
VICARI *(PdL)* 13
* *BOLLINO* . . . . . *Pag.* 3, 5
* *PASQUALI* 3, 14
* *VIGEVANO* 14, 16
* *ZECCHINI* 8, 13

N.B. L'asterisco accanto al nome riportato nell'indice della seduta indica che gli interventi sono stati rivisti dagli oratori.

Sigle dei Gruppi parlamentari: Italia dei Valori: IdV; Il Popolo della Libertà: PdL; Lega Nord Padania: LNP; Partito Democratico: PD; UDC, SVP e Autonomie: UDC-SVP-Aut; Misto: Misto; Misto-MPA-Movimento per l'Autonomia: Misto-MPA.

Intervengono il professor Salvatore Zecchini, Presidente del GME, il professor Carlo Andrea Bollino, Presidente del GSE, il dottor Nando Pasquali, Amministratore delegato del GSE e Presidente dell'Acquirente Unico e l'ingegner Paolo Vigevano, Amministratore delegato dell'Acquirente Unico.

I lavori hanno inizio alle ore 15,10.

PROCEDURE INFORMATIVE

Audizione del Presidente del GME, del Presidente del GSE e del Presidente dell'Acquirente Unico

PRESIDENTE. L'ordine del giorno reca l'indagine conoscitiva sulla dinamica dei prezzi della filiera dei prodotti petroliferi, nonché sulle ricadute dei costi dell'energia elettrica e del gas sui redditi delle famiglie e sulla competitività delle imprese, sospesa nella seduta del 2 dicembre scorso.

Comunico che, ai sensi dell'articolo 33, comma 4, del Regolamento, è stata chiesta l'attivazione dell'impianto audiovisivo e del segnale audio e che la Presidenza del Senato ha già preventivamente fatto conoscere il proprio assenso. Se non vi sono osservazioni, tale forma di pubblicità è dunque adottata per il prosieguo dei lavori.

È in programma oggi l'audizione del professor Salvatore Zecchini, Presidente del GME, del professor Carlo Andrea Bollino, Presidente del GSE, del dottor Nando Pasquali, Amministratore delegato del GSE e Presidente dell'Acquirente Unico e dell'ingegner Paolo Vigevano, Amministratore delegato dell'Acquirente Unico.

Nel ringraziare i presenti per aver aderito al nostro invito, cedo immediatamente loro la parola per svolgere una breve esposizione introduttiva sulle problematiche oggetto dell'interesse della Commissione.

BOLLINO. Signor Presidente, onorevoli senatori, intervengo in rappresentanza del Gestore dei Servizi Elettrici (GSE). Una traccia degli interventi è stata preparata sotto forma di *slides* ed è stata consegnata agli Uffici. Lascio subito la parola all'amministratore delegato del GSE, dottor Nando Pasquali, che svolgerà una prima breve introduzione; io interverrò dopo, per svolgere brevi considerazioni finali.

PASQUALI. Innanzi tutto, ringrazio il presidente Cursi e gli onorevoli senatori per l'invito. Per noi è un onore e un privilegio essere in questa sede ad esporre il nostro punto di vista ed anche ad illustrare la nostra organizzazione.

L'azionista unico della società GSE (Gestore dei servizi elettrici) è il Ministero dell'economia e delle finanze; il 100 per cento delle nostre quote azionarie è di sua proprietà. Il GSE possiede l'intero capitale di due società: l'Acquirente unico e il Gestore del mercato elettrico (GME). L'Acquirente unico acquista l'energia per il cosiddetto mercato tutelato (ex vincolato), che riguarda in sostanza le famiglie e le piccole e medie imprese; il Gestore del mercato elettrico gestisce la piattaforma attraverso cui si scambiano le partite di energia.

Il Gestore dei servizi elettrici essenzialmente gestisce tutto il mondo delle energie rinnovabili, ritirando e incentivando l'energia prodotta da queste fonti; non è proprietario di centrali, ma all'uscita della centrale prende l'energia, la porta sulla rete e la colloca sul mercato, vendendola e ottenendone quindi un ricavo. Siccome la paga di più, tutto quello di cui ha bisogno per recuperare la differenza rispetto al ricavato grava sulla componente A3, che tutti noi paghiamo sulla bolletta che riceviamo relativa ai nostri consumi.

Il GSE svolge diverse funzioni, tra cui quella di qualificare gli impianti. Si tratta di un organo essenzialmente tecnico composto per la maggior parte da ingegneri o da persone laureate in materie scientifiche e tecniche anche se, chiaramente, dispone pure di economisti e di giuristi. Come dicevo, il GSE qualifica gli impianti: ad esempio, quando un operatore costruisce un impianto a fonti rinnovabili, il GSE verifica che questo sia effettivamente alimentato da fonti rinnovabili. Analogamente, il GSE effettua il riconoscimento dell'energia prodotta con impianti di cogenerazione, nei quali da una fonte primaria viene prodotta energia elettrica e termica, in cui va verificato se il peso delle due forme di energia rientra nei limiti, stabiliti dalla legge, grazie ai quali compete l'incentivo o l'esenzione da certi obblighi. Gli impianti sono moltissimi. Quest'anno sono state fatte oltre 2.000 qualifiche di impianti a fonti rinnovabili.

Inoltre il Gestore emette i cosiddetti certificati verdi, il mezzo attraverso cui si incentiva la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ed ha anche la competenza in campo europeo, insieme agli omologhi di altri Paesi, per la qualifica dell'energia rinnovabile: siccome quest'ultima gode di alcuni benefici il GSE deve verificare che l'energia che circola e che entra in Italia sia effettivamente di quel tipo.

Il GSE eroga le tariffe incentivanti sia per il fotovoltaico che per le altre «forme» di energia, compresa la cosiddetta energia CIP6: tale definizione deriva dal provvedimento n. 6 del 1992 del Comitato interministeriale prezzi, che prendeva in esame la produzione di energia elettrica prodotta da alcune fonti rinnovabili; poi fu definitiva anche la cosiddetta energia da fonti assimilate, che non era rinnovabile, ma che all'epoca fu assimilata a quella derivante da fonti rinnovabili. È un tipo di energia di cui si legge sui giornali da tanto tempo perché ad essa viene concesso un incentivo, pur trattandosi di energia non propriamente da fonti rinnovabili: l'82 per cento di quella che abbiamo ritirato nel 2007 non era strettamente di tipo rinnovabile, contro il restante 18 per cento. Si tratta di una quantità consistente di energia, circa 50 miliardi di chilowattora: si deve

considerare che tutto il consumo dei cosiddetti utenti domestici ammonta a circa 65 miliardi di chilowattora, quindi con quell'energia si potrebbe alimentare quasi tutta questa categoria di utenti. Questi 50 miliardi di chilowattora vengono pagati dal GSE mediamente 112 euro a megawattora e, vendendoli, se ne ricava poco più della metà; il resto, come ho già detto, viene attinto dal gettito dell'aliquota A3 prevista nelle bollette elettriche.

In sette anni il Gestore ha ritirato 365 miliardi di chilowattora di questo tipo, che rappresenta molto di più dell'attuale consumo di tutto il Paese. In Italia, alla fine del 2008, saranno stati consumati circa 350 miliardi di chilowattora; quindi, la quantità di energia ritirata in sette anni – incentivata – ammonta a poco più dell'attuale consumo annuale previsto.

Come si riverberano i prezzi dei combustibili su questo tipo di energia? La tariffa di ritiro dell'energia CIP6 è composta da tre valori: il costo evitato d'impianto, il costo evitato di combustibile e il cosiddetto incentivo, che dura otto anni. Il costo evitato d'impianto e l'incentivo vengono aggiornati annualmente con l'indice Istat, mentre il costo evitato di combustibile viene aggiornato secondo modalità che tengono conto della valutazione dei combustibili dello stesso anno. Nel 2007 il costo evitato di combustibile è stato ritoccato sulla base di una delibera dell'Autorità, che «ha retto» anche di fronte ad un ricorso al TAR e al Consiglio di Stato; quindi – per così dire – a fronte della delibera dell'Autorità, è stato erogato un certo numero di milioni di euro.

Per il 2009, siccome dovrà essere conguagliato quanto già dato di anticipo nel 2008, già si prevede che dovranno essere conguagliati 730 milioni di euro, che naturalmente verranno a gravare sulla componente tariffaria A3, che poi sarà «spalmata» sulle bollette elettriche. Il conguaglio per il 2008 servirà anche come anticipo per il 2009: dovranno quindi essere erogati 730 milioni per il 2008 e 600 milioni di euro di anticipo per il 2009. I 600 milioni sono comparabili con i 730 milioni di euro perché per il 2009 la quantità di energia è minore, quindi sarà inferiore anche l'importo dell'anticipo. In totale, sommando i 730 milioni ai suddetti 600 milioni, il GSE erogherà 1,33 miliardi di euro in più rispetto a quanto corrisposto come anticipo nel 2008. Pertanto, il prezzo dei combustibili incide su quanto il Gestore deve pagare per ritirare questa energia.

Rimango naturalmente a disposizione per eventuali quesiti che intenderanno porre gli onorevoli senatori.

BOLLINO. Completo brevemente il quadro tracciato dal dottor Pasquali tratteggiando lo scenario di tipo internazionale. Le mie argomentazioni sono molto semplici e cercano di mostrare – in questo modo ho interpretato lo scopo della vostra indagine conoscitiva – quanto famiglie e imprese sono colpite in questo momento, in termini di aggravio e di sacrificio, dall'andamento dei prezzi del petrolio. I punti cardine dell'analisi internazionale evidenziano alcuni dati.

In primo luogo il picco reale del prezzo del petrolio nell'anno 2008, in termini di potere d'acquisto, può commisurarsi in un extra 16 per cento rispetto al picco storico degli anni 1980 e 1981, momento che – come è

noto – ha rappresentato il punto di maggiore sacrificio in termini petroliferi per l'acquisto dei prodotti nel nostro Paese e in Europa. Bisogna opportunamente verificare che la recente crisi finanziaria e il picco del prezzo del petrolio hanno avuto un andamento correlato, perché entrambi traggono origine da un fenomeno speculativo (è inutile che mi soffermi sul fenomeno speculativo sui mercati finanziari, visti i noti sconvolgimenti di quest'ultimo periodo). È opportuno notare che, a livello internazionale, si stima che il costo marginale del petrolio estratto o estraibile in questo momento per il fabbisogno mondiale non superi i 20-30 dollari al barile. Quindi qualsiasi altra cifra – si è arrivati a 150 dollari al barile – va al di là di ogni ristrettezza di mercato o, per così dire, del «lato corto» del funzionamento del mercato petrolifero ed è da attribuirsi al congiunto operare di fenomeni speculativi intervenuti sia sui mercati finanziari che su quelli petroliferi. Questo perché, essendosi sgonfiata la bolla finanziaria che può aver creato dei disagi – come sappiamo – per i possessori di mutui e di case a livello internazionale, assistiamo anche allo sgonfiarsi del prezzo del petrolio, che al momento si aggira sui 45-50 dollari al barile. Ci si potrà chiedere che effetti si producano sul prezzo della benzina e del gasolio. Analisi ormai acclarate (nei documenti che ho consegnato agli Uffici della Commissione c'è un grafico che lo dimostra, in cui viene messo a rapporto il prezzo della benzina con il prezzo del petrolio per consentire un raffronto storico) dimostrano che queste serie sono tecnicamente stazionarie ovvero tanto statisticamente cresce il prezzo del petrolio quanto aumenta quello della benzina, tanto si riduce il prezzo del petrolio quanto diminuisce quello della benzina e anche del gasolio in termini percentuali. Certo, offro una analisi su base mensile per un periodo di medio termine, quindi non posso parlare dei fenomeni che si possono verificare da una settimana all'altra: su questo potrà intervenire molto meglio «Mister prezzi», che invece guarda a questi fenomeni con cadenza quotidiana.

È importante tener conto del prezzo del petrolio e dei correlati prezzi dei prodotti petroliferi (questa è la filiera che rende costante il margine di chi raffina o importa i prodotti petroliferi raffinati in Italia) perché – come sappiamo – con un buon due terzi di consumo di gas metano per produrre l'elettricità anche la filiera elettrica è fortemente influenzata dai prezzi del petrolio. I grafici che ho presentato sostanzialmente dimostrano che l'andamento del prezzo del petrolio, che trascina l'indicizzazione del prezzo del gas, prima o poi trascina (con i suoi appropriati ritardi) anche l'andamento del prezzo dell'elettricità.

Vengo ora agli ultimi due aspetti della vostra indagine: gli effetti o i costi per le famiglie e le imprese. Se guardiamo agli andamenti degli indicatori che meglio servono a rappresentare il costo per le famiglie e per le imprese, si possono svolgere le seguenti considerazioni. La borsa elettrica italiana ha degli andamenti che apparentemente sembrano correlati a quelli delle altre principali borse europee. Nella documentazione è presente un grafico in cui si può rilevare l'andamento di tutti i prezzi delle principali borse elettriche (Italia, Germania, Paesi scandinavi, Spagna, Francia, Austria e Svizzera) e apparentemente l'idea è che i picchi si se-

guano l'un l'altro. Tuttavia, un'analisi statistica un po' più sofisticata, offerta in un grafico seguente, mette a confronto i differenziali fra la borsa elettrica italiana e le borse elettriche degli altri principali Paesi. Quindi, effettuando un rapporto fra il prezzo pagato mensilmente o settimanalmente, in maniera statistica, in Italia e in Germania, in Italia e in Francia, e in Italia e in Spagna si ha un'idea dei differenziali. Nel documento viene inoltre proposta una analisi originale (per quanto può essere fatto da uno studioso all'interno della propria azienda, con le capacità di analisi di cui dispone), che fornisce una visione di correlazione inversa fra il differenziale e il prezzo del petrolio. Raccontato a parole, questo è fondamentale per capire il problema delle imprese italiane, perché significa che quando il prezzo del petrolio sale, il differenziale dei mercati elettrici del nostro Paese tende in realtà a stringersi rispetto agli altri Paesi e viceversa: in altre parole, la competitività delle nostre imprese è paradossalmente più alleviata quando il prezzo del petrolio è molto alto (in quanto, per così dire, siamo tutti nella stessa barca e paghiamo tutti molto l'elettricità), ma da questa analisi risulta acuito il differenziale quando il prezzo del petrolio scende. Ciò significa – ahimè – che in questo momento, o per la prospettiva del 2009, le nostre imprese, pur sostenendo costi più bassi per l'elettricità come tutti, dovranno subire anche un differenziale di competitività vieppiù sfavorevole rispetto alle imprese tedesche. Se posso effettuare un commento ultroneo, signor Presidente, questa è una giustificazione *ex post* del recentissimo articolo 3, commi da 10 a 14, del decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185, di cui presto il Senato esaminerà la conversione in legge, in cui è stata riformata in maniera pro-competitiva tutta una serie di azioni nel nostro Paese.

Mi avvio a concludere la mia analisi con riferimento ad alcune tabelle che contengono dati dell'Eurostat che confrontano la quota di consumi energetici delle famiglie italiane sul totale dei consumi con l'analoga spesa delle famiglie a livello europeo: dalla loro lettura si può notare che mediamente una famiglia italiana spende il 5 per cento per i consumi domestici (elettricità e gas) e il 5,7 per cento per i consumi di carburanti per trasporti. Queste cifre collocano l'Italia nella metà della tabella ma – ahimè – al di sopra degli altri principali Paesi. Sommando le due percentuali, le nostre famiglie spendono il 10,7 per cento della propria spesa media mensile per prodotti energetici, una quota superiore alla media europea che si situa intorno al 7 per cento, il che vuol dire che ci sono Paesi che – tutto compreso – si situano anche al 4 o al 6 per cento. Richiamo queste cifre, perché la quota del 10,7 per cento è sicuramente superiore al peso statistico che le componenti dell'energia hanno nell'indice dei prezzi al consumo.

Quindi, sia analizzando l'effetto della spesa sul *budget* familiare, sia ricordando che i prezzi energetici sono pervasivi all'interno del sistema economico e travalicano il loro peso statistico (perché si trascinano da un bene all'altro, a mano a mano che l'energia viene utilizzata come fattore di produzione), possiamo affermare che il costo dell'energia per le famiglie italiane è sottorappresentato negli indici statistici di tipo consueto

(come l'indice dei prezzi al consumo); tale considerazione vale anche per la dimensione del consumo di prodotti energetici delle famiglie che – secondo i dati Eurostat – è pari ad un decimo del *budget* famigliare medio. Ciò significa che per le famiglie più povere, per le quali l'energia è un bene primario, questa quota può essere superiore in presenza di consumi obbligati quali quelli per recarsi al lavoro senza mezzi pubblici, per il riscaldamento o per utilizzare l'elettricità alle tariffe usuali e non a quelle proprie della fascia sociale. Ciò consente di avere una visione dell'impatto sulle famiglie dell'andamento dei costi petroliferi.

In conclusione, la quota del consumo dei prodotti energetici ovviamente era leggermente inferiore negli anni in cui i prezzi dell'energia erano più bassi. Quindi, l'idea che emerge da tutto ciò consiste nel fatto che l'indice massimo che ho sopra descritto potrebbe diminuire se il prezzo del petrolio si mantenesse nell'arco dei 40-50 dollari al barile. Vi è ancora però un'incognita: se vi sarà una ripresa della finanza internazionale, ciò da un lato costituirà un bene perché si risolleveranno i prezzi delle case e delle azioni, ma dall'altro – secondo la mia analisi – potrà portare ad una ripresa delle speculazioni sul prezzo del petrolio, che dai 40 dollari potrà tornare ai 70-80 dollari al barile.

PRESIDENTE. Ringrazio il dottor Pasquali e il professor Bollino per il loro prezioso contributo fornito.

In rappresentanza del Gestore del mercato elettrico S.p.A. (GME), do ora la parola al presidente professor Zecchini, che ringrazio per essere intervenuto.

ZECCHINI. Signor Presidente, desidero innanzitutto ringraziare lei e la Commissione per avere esteso al GME l'invito a fornire il proprio contributo nell'ambito di questa indagine conoscitiva su un tema molto caldo, attualmente oggetto di dibattito nel Paese.

Siamo al volgere di un anno in cui i mercati mondiali dell'energia hanno conosciuto forti tensioni e hanno visto prodursi grande variabilità di quotazioni. In questo scenario di instabilità e crescente incertezza, il mercato elettrico italiano, pur risentendo delle condizioni dei mercati mondiali, si è dimostrato per tutti gli operatori del settore elettrico un punto di riferimento chiaro e meno instabile rispetto a quanto osservato nei mercati dei maggiori Paesi limitrofi. Concentrerò le mie considerazioni sull'importante funzione svolta in Italia dal mercato all'ingrosso dell'elettricità gestito dal GME.

Nell'affrontare questi aspetti è importante tenere a mente che la ragion d'essere del mercato elettrico italiano e il suo principio guida, costantemente applicato dal GME, è e rimane – in essenza – di permettere agli italiani di disporre di energia elettrica in quantità adeguata e a costi più bassi possibile. Questa linea d'azione si è sviluppata nell'ultimo biennio sullo sfondo di un andamento fortemente rialzista nelle quotazioni mondiali delle fonti primarie che entrano a far parte del processo di produzione elettrica.

All'origine dell'ondata di rincari vi è, senza dubbio, uno squilibrio fondamentale tra la domanda mondiale e un'offerta che non riesce a tenerle dietro. Ciò a causa delle strategie oligopolistiche seguite dai produttori in campo petrolifero e dei modesti investimenti nell'estrazione e raffinazione del petrolio. Però su questo sfondo di tendenze dobbiamo innestare un ruolo sempre più importante giocato dalla finanziarizzazione dei mercati dell'energia. Si è infatti assistito al rapido sviluppo di mercati finanziari dell'energia che ha attirato notevoli flussi di capitale per essere investiti in strumenti derivati, oltre che in prodotti strutturati negoziati fuori mercato. Voglio darvi un'idea degli importi: si consideri che il contratto *future*, avente come sottostante il prezzo del petrolio WTI negoziato sul Nymex (New York mercantile exchange) nell'ultimo anno ha fatto registrare un numero medio giornaliero di contratti superiore a 530.000 che corrispondono ad un quantitativo di petrolio 6 volte superiore al consumo mondiale giornaliero di greggio. Benché questo sviluppo finanziario offra agli operatori la possibilità di coprirsi contro il rischio di mercato agevolmente e a costi contenuti, l'eccesso di finanziarizzazione può generare una notevole ascesa, se non una isteresi, e una notevole variabilità nelle quotazioni del petrolio sottostante. Tale variabilità e tale ascesa non sono dovute all'evoluzione dei fondamentali, ma alla velocità con cui è possibile spostare ingenti masse di capitale su scala mondiale tra questa merce e le altre opportunità di impiego, siano esse altre merci o attività finanziarie. Sulla base di questa premessa possiamo spiegare una parte consistente della volatilità dei corsi petroliferi.

Ovviamente, le quotazioni delle fonti energetiche sui mercati internazionali hanno un'influenza fondamentale nel determinare il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica sul mercato italiano, ma ciò è accentuato dalla particolare composizione delle fonti energetiche che sono impiegate nella generazione elettrica in Italia. In particolare, nonostante le misure adottate e gli investimenti effettuati, l'incidenza di gas naturale e petrolio nella produzione elettrica nazionale è scesa in modesta misura: siamo passati dal 69,3 nel 2000 al 66,9 per cento nel 2006. Un simile sbilanciamento del mix produttivo ha diverse implicazioni nella formazione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica, contribuendo a tre grandi differenze tra il mercato italiano e i mercati europei: livelli più elevati di prezzo, minore volatilità di prezzo, forti ritardi di aggiustamento ai fondamentali. Il particolare mix produttivo italiano comporta costi di generazione più elevati della media europea, da un lato per il maggiore costo del combustibile gas e dall'altro lato per la minore efficienza tecnica degli impianti che usano prodotti petroliferi.

Il basso livello di volatilità che osserviamo nelle nostre quotazioni e, soprattutto, i consistenti ritardi di allineamento dei prezzi italiani ai fondamentali risentono anche delle caratteristiche prevalenti nel nostro mercato dei contratti di fornitura a lungo termine stipulati dagli operatori sul mercato all'ingrosso *over the counter*. Tali contratti prevedono formule di indicizzazione del prezzo dell'energia a panieri di prodotti petroliferi e di altri combustibili utilizzando medie mobili di varia lunghezza, con ritardi

di aggiornamento di differente rilevanza. Queste strutture, nate sulla falsariga dell'indicatore di costo termoelettrico utilizzato prima della liberalizzazione, da un lato rispondono all'esigenza dei fornitori di gestire il rischio prezzo sui mercati dei combustibili scaricandolo a valle sui clienti finali, dall'altro lato garantiscono un'evoluzione graduale dei prezzi in linea con quella prevista dai vecchi sistemi tariffari ormai aboliti.

Sebbene da tre anni vengano proposte agli operatori anche forniture a prezzo fisso, restano prevalenti i contratti indicizzati che si differenziano sulla base di alcuni parametri (ad esempio il sottostante e il periodo di indicizzazione). Va anche detto che l'avvio di mercati dell'energia a termine organizzati da una parte dal GME (MTE) e dall'altra da Borsa italiana (Idex) potrebbe favorire una evoluzione virtuosa del sistema portando ad un parziale cambiamento dell'attuale relazione tra prezzi elettrici e petrolio.

In questo quadro di fondo la borsa elettrica del GME ha svolto un ruolo importante perché ha favorito la trasparenza del mercato, ha fatto da freno alle tensioni sui prezzi, ha promosso il rinnovo del parco produttivo portandolo su costi minori di produzione, su livelli minori di emissione di gas inquinanti (accentuando la competitività di questi impianti) e ha gettato anche le basi per lo sviluppo dei mercati a termine di cui ho detto poc'anzi.

L'importanza acquisita dal mercato elettrico per l'intero settore è attestata da alcuni fattori. Dal 2005, infatti, il numero di operatori è aumentato del 54 per cento raggiungendo 141 unità; i volumi scambiati in borsa sono aumentati del 15 per cento e la liquidità del mercato, cioè il rapporto tra quanto è trattato sul mercato e il totale delle contrattazioni che avvengono nel Paese, è salita al 69 per cento. Tali risultati fanno del mercato elettrico italiano il secondo per importanza in Europa: infatti, anche se depuriamo tali valori delle quantità cedute in borsa in virtù di una previsione legislativa (ad esempio, il CIP6), i volumi scambiati volontariamente (pari a 126 terawattora) rappresentano il 48 per cento di ciò che viene negoziato nel Paese.

Un secondo elemento di particolare rilievo è rappresentato dall'incremento della concorrenza, che costituisce un punto nodale, dal lato «offerta di energia». Il grado di concentrazione del mercato elettrico italiano è oggi inferiore a quello di diversi importanti Paesi europei, ma non posso dire senz'altro che sia soddisfacente: è migliorato, ma bisogna fare ancora molto. Tuttavia, la presenza di una borsa trasparente, basata su un sistema a prezzi marginali di equilibrio, ha fornito uno stimolo agli investimenti privati e nuova capacità, molto più efficiente di quella preesistente, permettendo l'entrata in funzione di 25.000 megavoltampere, corrispondenti ad una quota superiore ad un quarto del totale della capacità. I benefici sono tangibili anche in termini di riduzione dei costi dell'energia e di effetti sul funzionamento del mercato. Si osserva, per esempio, che la percentuale dei volumi scambiata nel sistema, su cui però il prezzo è stato fissato dalle nuove tecnologie (che riguarda, quindi, tecnologie più efficienti), è cresciuta dal 21 per cento al 45 per cento con picchi del 53

per cento nelle ore notturne e con un'impennata nell'ultimo anno; la percentuale di ore in cui il mercato è risultato concorrenziale al Nord è rimasta stabile, mentre al Sud è salita notevolmente, passando da zero al 45 per cento. La quota dell'operatore principale di mercato dal lato offerta è scesa dal 38 per cento del 2005 al 31 per cento attuale, mentre la quota di volumi su cui l'operatore di mercato principale ha fissato il prezzo è scesa dal 90 per cento al 56 per cento ma ha toccato, a settembre e ad ottobre, punte minime pari rispettivamente al 37 e al 35 per cento. Si rileva quindi una concorrenza che avanza, ma che ancora non riteniamo adeguata.

Il terzo elemento che va sottolineato concerne l'impatto che la riduzione dei costi di generazione e la concorrenzialità producono sull'andamento dei prezzi. Osserviamo che dal 2005 il prezzo medio dell'energia elettrica è salito meno di quello petrolifero (52 per cento, a fronte di un rincaro del petrolio del 71 per cento): sul punto lascerò agli Uffici delle *slides*, tra cui ve ne è una in merito. Il rialzo dei prezzi italiani è risultato inferiore a quello registrato dalle borse francese e tedesca, le cui quotazioni sono lievitate tra il 60 e il 67 per cento; inoltre il differenziale di prezzo nei primi tre trimestri di questo anno si è ridotto a meno del 26 per cento, mentre in media si attestava sul 51 per cento nel 2006 e sul 77 per cento nel 2007.

La moderazione nei rincari ha riguardato tutte le ore, con un'intensità addirittura maggiore nelle ore di alta domanda rispetto alle ore di bassa domanda. Bisogna pure sottolineare che le sole ore in cui i prezzi sono aumentati in termini relativi sono quelle in cui la concentrazione dell'offerta è più alta e non riesce a ridursi. Aggiungo che il differenziale tra il prezzo unico nazionale del mercato da noi gestito e un indice dei costi di produzione degli impianti a ciclo combinato, definito dalla sigla ITECccgt (che è un'approssimazione del cosiddetto *spark spread*), nei primi 10 mesi dell'anno in corso ha avuto un valore di 13,1 euro per megawattora contro gli oltre 18,60 euro per megawattora che hanno caratterizzato sia il 2006 che il 2007.

L'aspetto più critico dell'attuale condizione del mercato elettrico sta, invece, nel permanere di vincoli strutturali sulla rete di trasmissione. Tali vincoli frenano lo sviluppo del mercato e delle sue articolazioni, con un impatto significativo sugli oneri di dispacciamento e anche sul prezzo stesso dell'energia elettrica. In presenza di congestioni nella rete è stato necessario segmentare il mercato in sette zone in cui si sono formati sette diversi livelli di prezzo. La minore concorrenzialità del mercato nazionale che ne risulta potrebbe consentire agli operatori di spuntare prezzi di vendita più alti di quelli che sarebbero possibili con i nuovi impianti più efficienti, in un assetto di rete privo di strozzature e con un sistema di dispacciamento, che operi a ridosso del tempo reale, ovvero a tempo ridotto rispetto al momento di immissione o prelievo dell'energia.

I prezzi che si formano nel mercato all'ingrosso del GME hanno un'influenza sui prezzi corrisposti dagli utilizzatori finali, ma incidono solo per una quota del prezzo finale al consumo. La componente prezzo

dell'energia nelle bollette elettriche è certamente correlata all'evoluzione dei prezzi sulla Borsa elettrica all'ingrosso; tuttavia, il peso di questa componente, pur dopo i recenti rialzi, è attualmente pari al 56,1 per cento del costo finale dell'elettricità per un utente domestico con consumi annui di 2.700 chilowattora ed una potenza impegnata di 3 chilowatt. Quindi, se si analizza questa quota in media, si rileva che poco più della metà di quello che paga il consumatore finale è dovuta al prezzo che si forma sul mercato elettrico. Vi sono costi aggiuntivi su cui non voglio insistere per ragioni di tempo, ma su cui, se possibile, tornerò in seguito.

Voglio dedicare l'ultima parte del mio intervento alle prospettive per il 2009. Si profila una riduzione dei prezzi sul mercato all'ingrosso dell'elettricità per effetto, oltre che della recessione economica, anche del ribasso dei prezzi petroliferi e dell'entrata in servizio di nuova capacità di generazione a ciclo combinato con più alta efficienza. L'aspetto più significativo di questo processo risiede nell'evoluzione strutturale del mercato, in quanto sembra che si sia superata quella soglia critica di potenziamento e rinnovo del parco di generazione e dell'emergere di un pluralismo di offerta, che sono le premesse indispensabili per avere sul mercato un grado significativo di concorrenzialità.

Voglio richiamare il fatto che il disegno del mercato attuale ha consentito di contenere i costi di congestione mediante un sistema di prezzi zonali che genera un segnale di prezzo ben identificato, indicativo delle condizioni sottostanti del mercato e ben visibile, in grado di costituire un punto di riferimento affidabile per i mercati a termine; ha permesso, inoltre, un attento monitoraggio della formazione dei prezzi e del comportamento degli operatori. Sembra invece illusorio ritenere che, mutando il disegno del Mercato del giorno prima (MGP), attraverso la modifica dei processi di formazione dei prezzi si possa generare un livello di concorrenza tale da portare all'allineamento dei prezzi italiani su quelli più bassi a livello europeo. Si dimentica, infatti, che il mercato è il punto di confronto delle strutture esistenti dell'offerta e della domanda con le rispettive caratteristiche sottostanti. Di queste caratteristiche, come della notevole diffusione dell'informazione oggi esistente al riguardo, è espressione la definizione del prezzo in ogni istante di tempo. Il *mix* esistente di tecnologie di generazione, lo stato della rete, i costi di trasmissione e distribuzione e gli oneri di sistema – tutto questo frutto di scelte operate negli scorsi decenni – impediscono ai prezzi dell'elettricità in Italia di portarsi ai livelli più bassi registrati nel resto d'Europa. Tale disparità è destinata a permanere ancora per diversi anni, fino a quando non si registreranno una radicale modifica della struttura del parco di generazione, una risoluzione delle strozzature di rete e dei problemi di congestione, una notevole interconnessione con l'estero (la cui rilevanza, invece, è attualmente modesta, pari all'8 per cento della potenza installata in Italia, ed inferiore – tra l'altro – al 10 per cento concordato a livello comunitario) e finché non finirà il recupero dei cosiddetti oneri di sistema. Naturalmente, in ciò dire, si esclude dal novero delle ipotesi realistiche un ritorno ai prezzi politici dell'elettricità; al tempo stesso, si esclude che i prezzi di mercato possano

portarsi al di sotto del livello dei costi medi di impresa e del margine di utile che l'investitore si attende nel lungo periodo.

L'assetto dei prezzi maturato negli scorsi anni ha indotto ad investimenti in capacità produttiva e ad una configurazione tanto dell'offerta quanto della domanda tali da non fare ritenere possibile che la struttura dell'offerta, secondo la metodologia applicata finora, possa sensibilmente modificarsi nel breve o perfino nel medio periodo. Se non si modificano le condizioni strutturali dell'offerta, a parità di condizioni di domanda, non è probabile che i prezzi di mercato possano discostarsi dai livelli coerenti con l'attuale rapporto con i costi marginali di lungo periodo, stante anche la perfetta conoscenza che i principali operatori hanno del parco elettrico esistente e delle rispettive strutture di costo.

Miglioramenti nell'assetto del mercato sono tuttavia possibili ed opportuni per allineare l'architettura del mercato italiano a quelle dei più avanzati mercati europei e per essere all'avanguardia nella funzionalità dei meccanismi di mercato. In questa ottica, sono stati avviati i due mercati a termine (MTE e Idex). Il GME continua, però, ad operare affinché sui mercati a termine le contrattazioni di elettricità avvengano su orizzonti temporali sempre più lunghi. Altri miglioramenti sono già in fase avanzata di messa in opera, al fine di alleviare i costi della negoziazione, rispondere alle esigenze degli operatori, disporre di piattaforme aggiuntive di mercato e creare le condizioni per un mercato meglio integrato all'interno dello stesso Paese. In questa faticosa opera di analisi, proposizione, stimolo alle decisioni, attuazione e monitoraggio, il GME si è ispirato al principio di continuare ad edificare sulle solide basi che sono state poste piuttosto che distruggere per ricostruire, perché distruggendo per ricostruire si crea un clima di permanente incertezza che serve solo ad assecondare le posizioni precostituite. Il mercato finora ha dato risultati buoni, anche se non perfetti: ha posto un freno ai prezzi e ha messo in evidenza i punti di debolezza e di forza del sistema elettrico, sollecitandone il superamento e creando gli stimoli idonei ad investire nell'espansione della capacità di generazione e a potenziare la rete, nonché a ravvivare la concorrenza e ad elevare l'efficienza del sistema. Ma bisogna continuare a progredire verso la meta ultima evitando di disperdere i buoni frutti che si sono già potuti cogliere. La meta ultima è sempre quella di dare all'Italia tutta l'energia di cui ha bisogno e al costo più basso possibile.

Consegnando agli Uffici della Commissione un documento contenente diverse tabelle inerenti al contenuto della mia illustrazione, resto a disposizione per rispondere ad eventuali domande.

VICARI *(PdL).* Non so se ho ben compreso quanto appena detto: lei ha affermato che una parte dei maggiori costi è imputabile a dispersioni legate ad una rete conduttrice inadeguata?

ZECCHINI. Onorevole senatrice, ho affermato che una parte dei maggiori costi non è imputabile al prezzo dell'energia elettrica, ma alle spese accessorie, compresi il dispacciamento, la commercializzazione, la

rete, gli oneri di sistema e l'imposizione fiscale. La componente energetica del prezzo rappresenta oggi solo il 56 per cento dell'importo in bolletta pagato dall'utente domestico tipo, ossia dalle famiglie che normalmente hanno scelto la potenza più diffusa socialmente pari a 3 chilowatt e presentano un consumo annuo entro i 2.700 chilowattora.

PRESIDENTE. Ringrazio il professor Zecchini per il suo contributo.

In rappresentanza dell'Acquirente unico, do il benvenuto al presidente, il dottor Nando Pasquali, e all'amministratore delegato, l'ingegner Vigevano.

PASQUALI. Signor Presidente, poco fa, in sede di audizione del GSE ho anticipato che essa è la società capogruppo, che possiede interamente le altre due società: il GME (Gestore del mercato elettrico) e l'Acquirente unico. Qui intervengo in qualità di presidente dell'Acquirente unico, che ha il compito di acquistare l'energia elettrica per tutti i consumatori del cosiddetto mercato tutelato. Questa esigenza deriva dal fatto che, essendo il nostro un mercato liberalizzato ed essendo sotto la stessa proprietà sia il ramo produzione che il ramo distribuzione, se il ramo distribuzione acquistasse la produzione liberamente, comprandola dal ramo produzione della stessa società, magari lo potrebbe fare non al miglior prezzo e scaricando poi sugli utenti finali i costi più alti. Il compito dell'Acquirente unico è dunque di assicurare la separazione tra i due rami, indicendo aste specifiche per l'acquisto dell'energia e ponendo in competizione i produttori e anche tutti i rami produzione all'interno delle aziende verticalmente integrate (ENEL, ACEA, AEM e così via). Il prezzo che riesce ad ottenere diventa il prezzo per tutti i distributori. L'Acquirente unico cede poi l'energia a tutte le aziende distributrici (150 in Italia) e, con un solo prezzo d'acquisto, facilita l'agevole applicazione del prezzo unico anche per tutte le famiglie italiane, dal Nord al Sud.

VIGEVANO. Signor Presidente, chiedo di consegnare agli Uffici della Commissione, affinché sia poi distribuito agli onorevoli senatori, un documento contenente alcune tavole esemplificative del funzionamento del mercato cui rimando ad integrazione della mia illustrazione sul tema oggetto dell'indagine conoscitiva, ossia l'effetto delle variazioni del prezzo del combustibile e del petrolio sulla competitività delle imprese e soprattutto – aspetto su cui dobbiamo focalizzarci – sui redditi delle famiglie.

In una tavola contenuta nel documento è descritta l'evoluzione del mercato elettrico dal suo assetto prima della costituzione della borsa elettrica all'attuale. Nella tabella è mostrato il vecchio assetto, quando c'era un'unica proprietà delle imprese di produzione e di distribuzione, e la fase successiva, che ha avuto inizio nel 2004, quando si è attuata la separazione. Con l'istituzione della borsa elettrica si è creato un nuovo soggetto frapposto tra la produzione e la distribuzione, l'Acquirente unico, al fine di favorire l'avvio della borsa e di evitare sussidi incrociati fra le attività di produzione e vendita da parte degli *incumbent*. Nella borsa

elettrica affluiscono le offerte di energia, mentre l'Acquirente unico è un soggetto istituito a tutela dell'utente e delle piccole imprese che non hanno avuto, fino al 1º luglio 2005, la facoltà di scegliersi il fornitore di energia elettrica nel mercato libero. In un'ulteriore fase di mercato, cui si è dato avvio a partire dal 1º luglio 2007 (vale a dire da quando a tutti gli utenti è stato riconosciuto il diritto di passare al mercato libero), si è ulteriormente stabilizzata e organizzata l'area a valle di Acquirente unico: l'impresa di distribuzione è stata in alcuni casi sostituita dall'esercente il servizio di maggior tutela. I distributori nelle aree con più di 100.000 utenti hanno dovuto separare la propria attività di distribuzione da quella di vendita per il mercato di maggior tutela. Questa è l'architettura di sistema.

Nella tavola successiva è esemplificata la composizione della tariffa elettrica, differenziata per utente domestico e per piccole e medie imprese, come è fissata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sulla base dei costi di acquisto dell'energia. In un riquadro azzurro è riportata l'area di competenza dell'Acquirente unico, vale a dire la parte di prezzo che è determinata dall'Acquirente unico e che è rappresentata dal costo di produzione (in quanto l'Acquirente unico compra dai produttori attraverso la borsa), cui si sommano il costo del dispacciamento e la perequazione. Il dispacciamento è l'attività svolta per garantire un costante equilibrio tra immissioni e prelievi sulla rete di trasmissione il cui costo viene inserito in bolletta. La perequazione, invece, rappresenta la differenza tra il costo valorizzato dall'Acquirente e quello effettivamente registrato sul mercato sulla base delle tariffe che l'Autorità fissa a partire dai costi determinati dall'Acquirente unico. L'aspetto importante che si rileva è relativo alla tariffa di generazione, che ammonta a circa il 63,2 per cento del totale. La parte restante dell'importo presente in bolletta è determinato dalle voci: costi commerciali di acquisto e vendita (pari al 2,6 per cento), trasmissione, distribuzione e misura (pari al 13,2 per cento), oneri generali di sistema (pari al 7,3 per cento), imposte sul consumo (pari al 4,6 per cento) ed IVA (pari al 9,1 per cento del valore complessivo). Dunque, la parte che possiamo definire variabile su cui ha influenza il prezzo del combustibile equivale – come detto – al 63,2 per cento.

La tariffa dell'energia elettrica poi è influenzata dal mix energetico, cioè dal mix dei mezzi di produzione, come si può rilevare nella tavola seguente. L'Italia ha una dipendenza diretta e indiretta dal petrolio che si può calcolare sommando la produzione nazionale relativa ad impianti di produzione ad olio e policombustibili (14 per cento), in cui l'influenza del petrolio è diretta, e quella relativa ad impianti a ciclo combinato (vale a dire a gas, per un valore del 53 per cento). Naturalmente il costo del petrolio ha effetti diretti nelle centrali ad olio combustibile, mentre in quelle a ciclo combinato incide attraverso i contratti di acquisto del gas in cui l'effetto dell'aumento del petrolio si riverbera sul prezzo del gas con un differimento temporale medio dell'ordine dei nove mesi.

L'Acquirente unico acquista l'energia elettrica sul mercato ricercando condizioni economiche più vantaggiose, per conto dell'utente finale dome-

stico, senza introdurre alcun ricarico. La caratteristica dell'Acquirente unico, infatti, sta proprio nel fatto che si approvvigiona in borsa e attraverso altre tipologie di acquisto, senza ricaricare altro che il costo puro e semplice di esercizio, che è una percentuale minima. A differenza degli altri operatori, quindi, offre, mette a disposizione degli altri operatori e del mercato un *benchmark* economico a tutela dell'utente finale e di riferimento per gli altri operatori.

TOMASELLI *(PD)*. Mi scusi, vorrei chiederle una precisazione. Con che scansione temporale il gas è legato al prezzo del petrolio?

VIGEVANO. Di circa 9 mesi: dai 6 a 9 mesi.

TOMASELLI *(PD)*. Quindi ora siamo quasi nella fase di picco del costo del gas?

VIGEVANO. Siamo ancora in una fase in cui l'abbassamento non si è riverberato: ciò avverrà tra circa 3, 4 mesi. L'effetto, comunque, ci sarà, ma risulterà differito rispetto al picco di costo.

TOMASELLI *(PD)*. Oggi il prezzo del petrolio è un terzo di 4-5 mesi fa. In realtà, dal punto di vista dell'approvvigionamento di gas...

VIGEVANO. C'è stato un abbassamento del prezzo dell'energia, in previsione...

TOMASELLI *(PD)*. Non proporzionato, però.

VIGEVANO. No, assolutamente.

Mi accingo ora a giungere alla conclusione importante rispetto a ciò che ho finora illustrato.

Per quanto riguarda le tecniche di acquisto e di costituzione del portafoglio, lo strumento ottimale da utilizzare dovrebbe essere rappresentato dai contratti bilaterali di lungo termine o annuali, qualora si possa prevedere l'andamento del mercato.

Nel corso del 2008, a causa della volatilità del prezzo del petrolio, è stato praticamente impossibile utilizzarli per cui abbiamo dovuto acquistare, come tutti gli altri operatori, prevalentemente sul mercato del giorno prima. Ci siamo comportati molto prudentemente e per questo ora, a fine anno, stiamo raccogliendo i frutti di quanto fatto: stiamo, infatti, stipulando contratti bilaterali che per primi raccoglieranno gli effetti dell'abbassamento del prezzo del petrolio a valere sul 2009.

Dobbiamo sempre muoverci in anticipo e in previsione futura, quindi per il 2009 stipuleremo molti più contratti bilaterali per tentare di massimizzare gli effetti dell'abbassamento del prezzo del petrolio di questi ultimi mesi. Pertanto, questa è la fase in cui ci dotiamo di un maggior numero di contratti bilaterali, di acquisti bilaterali – dunque, non effettuati

sulla borsa elettrica – che si svolgono attraverso aste da noi stessi indette per giovarci dell'attuale abbassamento del petrolio: questo è l'unico strumento per farlo.

Per illustrare l'andamento storico dei prezzi abbiamo riportato in una tabella la misurazione del grado di efficacia dell'attività dell'Acquirente unico negli anni compresi tra il 2004 e il 2008. Per tale periodo sono riportati il prezzo del brent (cioè, del petrolio) che risulta aumentato del 23,15 per cento su base annua, e il PUN (prezzo unico nazionale dell'energia), calcolato sulla base dei prezzi di borsa, con il profilo dell'utenza dell'Acquirente unico (quello calcolato per l'utente domestico e per le piccole e medie imprese: i nostri clienti) che ha registrato un tasso di crescita medio del 14,15 per cento. Nella stessa tabella compare anche la componente energia del prezzo di cessione (13,18 per cento), cioè il risultato degli acquisti da noi effettuati tra borsa e contratti bilaterali, cresciuta mediamente ad un tasso inferiore all'1 per cento rispetto al PUN. Tale punto percentuale può sembrare una cifra piccola, ma se confrontata con i 100 terawattora (TWh) annuali acquistati e venduti dall'Acquirente unico per il nostro mercato, rappresenta un risparmio di circa 90 milioni di euro all'anno a vantaggio dell'utente finale, a fronte di un costo di funzionamento da noi sostenuto (pari a circa 8 milioni di euro) come risultato di alta efficienza: tutto ciò in un anno particolarmente difficile. Sono inoltre riportate nel prospetto due ulteriori voci. Analizzando i dati relativi alla voce «tariffa» si può notare, ad esempio, come di fatto questa abbia registrato un tasso di crescita molto inferiore rispetto al tasso di crescita del brent: ciò è accaduto proprio perché la tariffa, come ho già ricordato, risente non soltanto del prezzo di generazione ma anche ed in gran parte dei prezzi aggiuntivi fissi non influenzati dal prezzo del petrolio.

Nella seguente tabella è stato riportato un dato assoluto, forse più interessante rispetto all'oggetto dell'indagine e delle audizioni che state conducendo, inerente alla spesa sostenuta dalle famiglie per l'energia elettrica rispetto alla spesa complessiva. A tale riguardo emerge che nel 2007, se la spesa complessiva delle famiglie ammontava a circa 900 miliardi di euro, quella relativa alla somma di energia elettrica, gas ed altri combustibili è pari a 31,75 miliardi di euro quindi circa il 3,5 per cento della spesa sostenuta dalle famiglie. Le oscillazioni del 5 o 10 per cento delle tariffe si riverberano, quindi, nella spesa domestica per importi di 10, 20 o 30 euro all'anno. Questi sono gli importi. Tuttavia, questi dati risultano importanti a livello sociale perché si riferiscono a 30 milioni di utenti, quindi comportano un aspetto sociale rilevante.

Nell'ultima tavola sono messi a confronto quattro elementi. La curva rossa indica l'andamento del prezzo del *brent*: si nota come nel 2008 si sia registrata una volatilità e, quindi, un picco che – se non erro – è storicamente unico nella storia del prezzo del petrolio; non credo si sia mai verificato un fatto di questo genere. Le due curve spezzate indicano il prezzo unico nazionale dell'energia come esce dalla Borsa e la componente energia, cioè il prezzo conseguito dall'Acquirente unico sul mercato grazie alla propria attività: tali curve hanno un andamento meno discontinuo di

quello relativo al prezzo del *brent*. Infine, vi è una curva che indica la tariffa: si nota che è piatta e che, quindi, la tariffa elettrica ha assorbito le variazioni con modifiche relativamente molto piccole. Si riportano, poi, l'andamento a consuntivo degli anni 2007-2008 e una stima per il 2009. Ricordo che non siamo noi a stabilire il prezzo: noi segnaliamo i nostri costi all'Autorità, la quale – sulla base degli stessi e degli aggiustamenti effettuati nei mesi precedenti – ricalcola e prevede l'andamento del prezzo. In realtà, qui abbiamo assunto – per così dire – una «iniziativa abusiva», perché non è nostro compito fare tale calcolo: si tratta, però, di una semplice previsione che effettuiamo sulla base dell'esperienza maturata. In ogni caso, il prossimo 31 dicembre verificheremo se ci si sarà allontanati molto da questa previsione.

PRESIDENTE. Ringrazio i nostri ospiti per il prezioso contributo offerto ai lavori della Commissione.

Dichiaro conclusa l'audizione odierna.

Rinvio il seguito dell'indagine conoscitiva ad altra seduta.

I lavori terminano alle ore 16,25.

Licenziato per la stampa dall'Ufficio dei Resoconti

€ 2,00