



MEMORIA 3 OTTOBRE 2018

491/2018/I/COM

**MEMORIA DELL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE IN MERITO ALL'AGGIORNAMENTO
TRIMESTRALE DELLE CONDIZIONI ECONOMICHE PER I SERVIZI
DI TUTELA DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE
PER IL IV TRIMESTRE 2018**

Memoria per l'audizione presso le Commissioni riunite 10^a Industria, commercio e turismo del Senato della Repubblica e X Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati

3 ottobre 2018

A handwritten signature in blue ink, consisting of a stylized 'S' followed by a flourish.

A handwritten signature in blue ink, appearing as a long, sweeping stroke that ends in a hook.

1

Signori Presidenti, Gentili Senatrici e Senatori, Deputate e Deputati,

desidero ringraziare queste Commissioni, anche a nome dei miei Colleghi Gianni Castelli, Andrea Guerrini, Clara Poletti e Stefano Saglia, per aver chiesto all'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente di intervenire in questa audizione congiunta, al fine di illustrare le ragioni sottese all'aggiornamento delle condizioni economiche dell'energia elettrica e del gas, relative al IV trimestre 2018, per i servizi di tutela.

Con l'auspicio di fornire a codeste Commissioni ulteriori chiarimenti oltre a quanto espresso nella memoria, l'Autorità allega alla presente alcune slide con elementi e dati utili in merito all'argomento trattato e si rende disponibile a fornire successive integrazioni alle considerazioni di seguito svolte.

IL PRESIDENTE


Roma, 4 ottobre 2018



1. L'aggiornamento delle condizioni economiche nei regimi di tutela nei settori energetici

I servizi di tutela del settore elettrico e del gas naturale, istituiti in via legislativa, perseguono l'obiettivo di offrire ai clienti, che hanno titolo ad accedervi, la continuità della fornitura a prezzi ragionevoli (tutela di prezzo).

Detti servizi prevedono, per quanto riguarda la copertura dei costi della materia prima energia (che, indicativamente, rappresenta, per l'energia elettrica, il 50% e, per il gas, il 40% della spesa del cliente tipo al lordo delle imposte), la definizione di componenti economiche che riflettono, i prezzi che si determinano nei mercati all'ingrosso. Tali componenti consentono, quindi, di trasferire ai clienti finali i costi dell'energia che consumano ed, esprimendo un segnale di prezzo che si forma nel mercato, aiutano il cliente finale ad orientarsi anche sul mercato libero con una scelta consapevole. Le condizioni economiche dei servizi di tutela rappresentano un utile *benchmark* di riferimento per i clienti, senza pregiudicare la creatività e la pluralità di offerte rese disponibili dagli operatori nel mercato libero.

Per il settore elettrico, la metodologia di aggiornamento adoperata dall'Autorità a partire dal 2017 prende a riferimento per la copertura dei costi della componente energia – rappresentativa proprio dei costi sostenuti da Acquirente unico per acquistare energia nel mercato all'ingrosso - la previsione della media trimestrale del Prezzo Unico Nazionale (PUN), che si forma sulla borsa elettrica, relativa al trimestre oggetto di aggiornamento, oltre ai costi di dispacciamento per il medesimo trimestre pubblicati da Terna.

Analogamente, per tenere conto delle mutate condizioni del settore e dell'esigenza di fornire al cliente un segnale di prezzo corretto e coerente con il costo del servizio, la metodologia di aggiornamento delle condizioni di tutela per il mercato del gas naturale, riformata a partire dal 2013, si basa sulle quotazioni a termine del prezzo del gas naturale, rilevate presso l'*hub* europeo TTF nel secondo mese solare antecedente il trimestre oggetto di aggiornamento. Quindi, anche il prezzo di tutela nel settore del gas naturale è determinato sulla base di un criterio di aderenza ai costi sostenuti dagli operatori per approvvigionarsi di gas nel mercato a termine. Il riferimento al trimestre fornisce segnali di prezzo che riflettono l'andamento stagionale (per l'energia elettrica, prezzi più bassi nel II trimestre e, per il gas, più alti nel I e nel IV trimestre).

Le predette modalità di determinazione delle condizioni economiche di fornitura dei servizi di tutela rendono la regolazione in materia coerente con la legislazione europea del cd. Terzo Pacchetto Energia e, in prospettiva, con la sua revisione (proposta di Direttiva elettricità in discussione e analoga proposta di Direttiva gas attese per il 2019).



2. L'aggiornamento per il IV trimestre 2018 nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale

Con riferimento al trimestre oggetto di aggiornamento (IV trimestre 2018), che fa seguito ad un trimestre già caratterizzato da scenari fortemente rialzisti sul mercato delle *commodities* energetiche, le quotazioni a termine dei prodotti energetici indicano un ulteriore aumento dei prezzi all'ingrosso rispetto ai livelli precedentemente osservati (slide n. 2 e n. 3), con un conseguente forte impatto sulle condizioni economiche di fornitura applicate ai clienti finali per entrambi i settori e, in particolare, per l'energia elettrica.

Nel III trimestre 2018, in base ai dati di pre-consuntivo, il prezzo della borsa elettrica italiana (PUN) è risultato pari a circa 68 €/MWh, in aumento del 27% rispetto al trimestre precedente e di oltre il 31% rispetto all'analogo trimestre del 2017.

Il PUN stimato per il IV trimestre 2018 è superiore di circa il 17% rispetto ai livelli considerati per l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura nel III trimestre 2018 (circa 62,9 €/MWh).

Anche per quanto concerne il mercato del gas, il prezzo rilevato per la stima del IV trimestre (*forward* TTF rilevato ad agosto), pari a 24,37€/MWh, è significativamente superiore (12,9%) sia a quello utilizzato per l'aggiornamento del III trimestre, sia alle precedenti aspettative di mercato.

Tali andamenti (slide n. 4 e n. 5) se, da un lato, appaiono riconducibili alla normale stagionalità dei prezzi all'ingrosso e ad altre condizioni contingenti (slide n. 6 e n. 7) (quali per esempio, in Francia la fermata di 22 reattori nucleari su 58 per manutenzione o limitazione nell'uso dell'acqua per la refrigerazione degli impianti a causa delle elevate temperature estive), sono, dall'altro, per la loro entità e durata nel tempo, riconducibili a specifiche dinamiche e politiche del settore energetico, che stanno determinando a livello internazionale forti tensioni sui prezzi delle *commodities*, con impatto anche sui prezzi all'ingrosso e al dettaglio dell'energia negli altri Paesi europei.

In uno scenario di ripresa economica globale si inserisce, infatti, il significativo aumento dei prezzi delle *commodities* energetiche guidata, in particolare, dalla domanda di carbone e GNL nell'Asia nordorientale. Si tratta di due combustibili i cui prezzi risultano correlati, sia pure in misura diversa, all'andamento del prezzo del petrolio che, a sua volta, incorpora le tensioni legate all'offerta del proprio mercato (quali, tra il resto, la crisi venezuelana e la stabilità dell'accordo OPEC Plus). Inoltre, la crescita del prezzo del GNL asiatico, con una conseguente riduzione dell'offerta residuale di gas per l'Europa, ha contribuito a spingere verso l'alto le quotazioni del gas europeo (+ 22% - in euro - rispetto al II trimestre 2018).



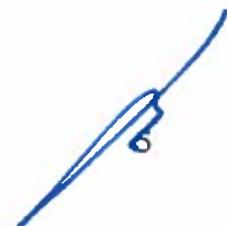
A ciò occorre aggiungere i rischi legati alla riduzione dell'offerta interna europea di gas naturale, per effetto, *in primis*, della contrazione della producibilità del campo olandese di Groningen e dell'allungamento dei tempi di manutenzione del gasdotto TENP, *Trans Europa Naturgas Pipeline* che, collegando i Paesi Bassi fino alla Svizzera, trasporta il gas dei giacimenti olandesi alla Germania, alla Svizzera e all'Italia, grazie al connessione con Transigas.

Oltre alle quotazioni internazionali, rileva, tra i fattori che negli ultimi mesi hanno assunto un importante ruolo di guida dei prezzi dell'energia elettrica e del gas in Italia e in Europa, la crescita significativa del prezzo dei permessi di emissioni di CO₂, ossia del titolo che i produttori di energia elettrica devono acquistare per compensare la loro CO₂ immessa nell'atmosfera. Le quotazioni della CO₂ si sono portate nel mese di settembre a livelli record (picco di oltre di 25€/t), che non conoscevano da 10 anni (slide n. 8).

Le ragioni di tale crescita - +29% negli ultimi tre mesi rispetto al trimestre precedente - sono correlate principalmente all'approvazione della Direttiva 2018/410/UE, che, definendo le regole del meccanismo EU ETS (*European emission trading system*) nel periodo 2021-2030 e regolando il funzionamento della cd. *Market stability reserve*, ha avviato un percorso di riequilibrio del mercato dopo anni di eccesso di offerta. Il prezzo della CO₂ si sta, pertanto, avvicinando al costo di *switching* tra carbone e gas naturale nella generazione termoelettrica, essendo questo il *benchmark* del costo di abbattimento delle emissioni nel breve termine. I recenti aumenti del prezzo del gas naturale hanno, tuttavia, spinto al rialzo tale costo di sostituzione e favorito così l'aumento del prezzo della CO₂.

Sulla dinamica del PUN, oltre ai fattori sopra descritti, hanno influito anche il calo della produzione idroelettrica e le temperature superiori alla media stagionale nel mese di settembre, nonché la riduzione dell'import del sistema italiano.

La coincidenza dei fattori sopra richiamati ha portato, nel recente aggiornamento di fine settembre 2018, per quanto concerne il settore elettrico, ad un aumento del prezzo per l'utente tipo del 7,6%, per effetto della forte crescita dei costi di acquisto della materia prima (+7,3%), oltre che ad un lieve adeguamento dei costi di dispacciamento (+0,3%), e, per il settore del gas naturale, ad una crescita del 6,1% (slide n. 11 e n. 14). Tali variazioni sono imputabili solo alla quota energia della bolletta (e, in particolare, alla parte riferita al prezzo di approvvigionamento), mentre sono rimaste invariate la quota relativa ai servizi di rete, aggiornata su base annuale (a fine anno), e la quota relativa agli oneri generali di sistema, per i motivi che si illustrano di seguito.



3. L'intervento dell'Autorità sugli oneri generali di sistema

Al fine di mitigare gli impatti di entità straordinaria della congiuntura in merito ai prezzi delle *commodities*, per l'aggiornamento del III trimestre 2018, l'Autorità aveva già adottato una prima manovra straordinaria, relativa alle componenti tariffarie degli oneri generali di sistema. Dal 2018, gli oneri generali sono raggruppati in due componenti: la componente *Asos*, che include oltre il 99% degli oneri relativi al finanziamento alle fonti rinnovabili e assimilate (tranne l'incentivazione per l'energia prodotta con rifiuti non biodegradabili), e rappresenta oltre l'85% degli oneri generali complessivi sulla bolletta dell'utente domestico tipo (al netto della manovra straordinaria adottata a partire dall'1 luglio 2018); e la componente *Arim* che include tutti gli altri oneri generali, per la promozione dell'efficienza energetica, per lo smantellamento delle centrali nucleari e le compensazioni territoriali agli enti locali che ospitano impianti e centrali nucleari, per il regime tariffario speciale riconosciuto alle Ferrovie, il bonus sociale, la ricerca di sistema elettrico e le integrazioni tariffarie alle imprese elettriche delle isole minori.

A fine giugno, con l'aggiornamento per il III trimestre 2018, l'Autorità aveva disposto l'annullamento della componente tariffaria *Arim* per tutte le tipologie di utenze, sia domestiche sia non domestiche, e una riduzione dell'11% delle aliquote variabili (proporzionali al consumo) della componente tariffaria *Asos* (rispetto a quelle in vigore dall'1 aprile 2018), limitatamente ai soli clienti domestici (sia residenti sia non residenti).

La misura straordinaria di fine giugno era stata adottata tenendo conto delle disponibilità finanziarie dei conti di gestione presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) e delle migliori previsioni di fabbisogno economico per la copertura degli oneri generali al momento disponibili, che rendevano possibile una riduzione del peso delle componenti tariffarie *Asos* e *ARIM* sulle bollette dei clienti italiani, stimabile in oltre 460 milioni di euro per il trimestre luglio-settembre 2018.

L'impatto finanziario di detto intervento, in termini di riduzione delle disponibilità liquide presso la CSEA e il GSE, comincia ad evidenziarsi in questi mesi, in ragione dell'ordinario sfasamento temporale tra la competenza delle aliquote tariffarie e le tempistiche di versamento degli oneri alla CSEA e al GSE da parte delle imprese distributrici (slide n. 15).

La manovra straordinaria di fine giugno 2018 avrebbe dovuto comportare una serie di adeguamenti al rialzo degli oneri generali nei successivi trimestri (a partire dall'ultimo trimestre 2018), finalizzati al recupero del mancato gettito, tenuto conto anche delle proiezioni dell'andamento della liquidità presso CSEA nel medio termine.



Tuttavia, la previsione di fabbisogno economico/finanziario 2018 e 2019, aggiornata nel mese di settembre da GSE (in particolare, per la componente *Asos*) e CSEA, con il coordinamento dell'Autorità, ha evidenziato un miglioramento di tale fabbisogno e, nello specifico una riduzione degli oneri previsti per il 2018 e 2019, soprattutto in relazione agli oneri per l'incentivazione alle fonti rinnovabili. Si è, quindi, aperto un nuovo spazio di manovra per l'Autorità su questo fronte, utilizzabile per il contenimento delle bollette nel breve termine.

Nel dettaglio, relativamente alla componente *Asos*, va qui ricordato che una parte degli incentivi alle rinnovabili si riduce, se si alza il PUN (con effetto sull'anno in corso o su quello successivo), grazie ai meccanismi di *feed-in premium variabile* (in cui il premio riconosciuto all'energia elettrica prodotta o immessa in rete è funzione dei prezzi di mercato) e *feed-in tariff*, in cui il GSE ritira commercialmente l'energia elettrica immessa in rete dai produttori al prezzo stabilito dal rispettivo regime incentivante e la rivende, per la parte correttamente programmata al prezzo di mercato zonale. In entrambi i casi, seppur con un differente sfasamento temporale, l'aumento dei prezzi di mercato registrato finora comporta una corrispondente riduzione del fabbisogno dell'onere *Asos*. Nel complesso, il miglioramento implica una riduzione del fabbisogno per incentivi alle rinnovabili valutabile nell'ordine di 700 milioni sul biennio 2018-19.

Pertanto, nell'aggiornamento del IV trimestre 2018, anziché avviare il previsto percorso di recupero, per riallineare il gettito (ridotto dall'1 luglio) a quello necessario per soddisfare il fabbisogno nel medio termine, l'Autorità, a fronte del perdurare dei forti aumenti dei prezzi delle *commodities* energetiche sul costo finale dell'energia elettrica per gli utenti finali del mercato tutelato e del mercato libero, ha deciso di mantenere invariati gli oneri generali, al livello applicato a partire dallo scorso 1 luglio, rimandando l'avvio del percorso di adeguamento al rialzo degli oneri prospettato, e di confermare tutti i valori delle ulteriori componenti dei settori elettrico e gas (slide n. 12 e n. 13).

Per effettuare tale manovra, che comporta un minor gettito totale, nel II semestre 2018, di poco meno di un miliardo di euro, sono stati utilizzati tutti i margini di flessibilità compatibili con le attuali disponibilità finanziarie dei conti di gestione presso CSEA, ferma restando l'esigenza di garantire nel breve e medio termine il tempestivo assolvimento, da parte degli stessi CSEA e GSE, degli impegni finanziati dagli oneri generali di sistema.

Va in ogni caso rilevato che la previsione di fabbisogno economico per la componente *Asos* è soggetta a revisione in relazione a variazioni dei parametri sottostanti le stime del GSE (inclusa la producibilità delle fonti rinnovabili incentivate) e a eventuali cambiamenti della normativa di riferimento che dovessero essere introdotti. Sul fronte



del fabbisogno degli oneri, pertanto, l'Autorità proseguirà il proprio monitoraggio, che si rinnova in particolare ad ogni aggiornamento trimestrale.

Il percorso di recupero del mancato gettito andrà, comunque, avviato a partire dal prossimo trimestre su un arco di tempo che, al momento, si stima dell'ordine di quattro trimestri, ma potrebbe essere modulato sulla base dell'andamento del prezzo dell'energia, con la possibilità di utilizzare eventuali congiunture positive nel corso del 2019 per accorciare la durata, senza nel contempo gravare in maniera eccessiva sull'andamento della spesa per il servizio elettrico di famiglie e imprese.



Appendice – La struttura delle condizioni economiche di fornitura

1. Energia elettrica

La spesa totale dell'energia elettrica pagata dai clienti finali serviti in maggior tutela¹ è scomponibile nelle seguenti voci (cfr. Grafico 1):

- spesa per la materia energia;
- spesa per il trasporto e la gestione del contatore;
- spesa per oneri di sistema;
- imposte.

Spesa per la materia energia

Il prezzo complessivo applicato in bolletta con riferimento alla voce di spesa per la materia energia è dato dalla somma dei seguenti corrispettivi:

- a. il corrispettivo *PED*, a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica, a sua volta composto:
 - i. dall'elemento *PE* a copertura dei costi sostenuti nei mercati a pronti per l'acquisto dell'energia elettrica e
 - ii. dall'elemento *PD* a copertura dei costi sostenuti per il dispacciamento dell'energia elettrica; tra le voci di costo che incidono maggiormente sul valore dell'elemento *PD* rientrano tra l'altro il corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento (c.d. *uplift*), il corrispettivo a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema e delle risorse interrompibili;
- b. il corrispettivo *PPE* a compensazione di eventuali scostamenti tra costi di acquisto dell'energia e ricavi ottenuti dalla vendita negli anni precedenti a quello in corso;
- c. il corrispettivo *PCV* relativo ai costi di commercializzazione;
- d. la componente *DISP_{BT}* a copertura del differenziale tra quanto pagato dai clienti serviti in maggior tutela (*PCV*) e quanto riconosciuto agli esercenti il servizio con riferimento all'attività di commercializzazione (*RCV*).

Ai sensi della regolazione vigente, ogni trimestre sono aggiornate le componenti *PE* e *PD* del corrispettivo *PED*, il corrispettivo *PPE* e la componente *DISP_{BT}*. In particolare,

¹ Clienti domestici e piccole imprese connesse in bassa tensione con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di Euro.



ai fini della determinazione del corrispettivo *PED*, si prende a riferimento la stima della media trimestrale del Prezzo Unico Nazionale (PUN), sulla borsa elettrica, relativa al trimestre oggetto di aggiornamento e la stima dell'*uplift* fornita da Terna per il medesimo trimestre. Inoltre, con cadenza tendenzialmente annuale, si determina il valore del corrispettivo a copertura dei costi di commercializzazione (*PCV*) in linea con quelli di un operatore del mercato libero.

Spesa per il trasporto e la gestione del contatore

La spesa per il trasporto e la gestione del contatore è determinata considerando le componenti della tariffa di trasporto, distribuzione e misura.

I corrispettivi che concorrono alla determinazione della suddetta spesa sono aggiornati con cadenza annuale (prossimo aggiornamento Dicembre 2018) e quindi non oggetto dell'aggiornamento trimestrale, salvo due componenti perequative (UC3 e UC6) che possono essere aggiornate anche infra-annualmente.

Spesa per gli oneri di sistema

La spesa per oneri di sistema è determinata considerando gli importi a copertura di costi relativi ad attività di interesse generale per il sistema elettrico, che vengono pagati da tutti i clienti finali del servizio elettrico.

Il prezzo complessivo comprende, dall'1 gennaio 2018 le componenti *Asos* (oneri generali relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili e alla cogenerazione CIP 6/92) e *A_{RIM}* (rimanenti oneri generali) che sono aggiornate, di norma, con cadenza trimestrale.

Cliente tipo energia elettrica

Al fine di poter calcolare l'impatto che le variazioni delle componenti delle condizioni economiche di fornitura dell'energia elettrica hanno sul consumatore finale, è stato individuato un "*cliente tipo*" con le seguenti caratteristiche:

- cliente domestico con un consumo pari a 2.700 kWh/anno e potenza impegnata di 3 kW.

Nel Grafico riportato nella slide n. 9 è evidenziata la ripartizione percentuale delle voci di spesa riportate nella bolletta per l'utente tipo nel IV trimestre 2018.

SR

2. Gas naturale

La spesa totale del gas naturale per i clienti serviti in regime di tutela (cliente domestico e condominio con uso domestico) è scomponibile nelle seguenti voci (cfr. Grafico 2):

1. spesa per la materia gas naturale;
2. spesa per il trasporto e la gestione del contatore;
3. spesa per gli oneri di sistema;
4. imposte.

Spesa per la materia gas naturale

Il prezzo complessivo applicato in bolletta con riferimento alla voce di spesa per la materia gas naturale comprende:

- a. la componente C_{MEM} a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso;
- b. la componente CCR a copertura dei costi delle attività connesse alle modalità di approvvigionamento del gas naturale all'ingrosso, compresi i relativi rischi;
- c. la componente QVD relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio di gas naturale.

Ai sensi della regolazione vigente, ogni trimestre è aggiornata la componente C_{MEM} sulla base delle quotazioni *forward* trimestrali OTC del gas, rilevate presso l'*hub* europeo TTF, con riferimento al secondo mese solare antecedente il trimestre oggetto di aggiornamento.

La componente CCR è aggiornata su base semestrale per tenere conto del differenziale stagionale tra inverno ed estate (semestre estivo: aprile-settembre, semestre invernale: ottobre-marzo).

La QVD è aggiornata con cadenza annuale, con efficacia dall'1 gennaio di ogni anno a cui si riferisce l'aggiornamento.

Spesa per il trasporto e la gestione del contatore

Il prezzo complessivo relativo alla spesa per il trasporto e la gestione del contatore comprende le componenti della tariffa di distribuzione e misura, aggiornate su base annuale e le componenti tariffarie trasporto (QT) che sono aggiornate con cadenza trimestrale. In particolare, ai sensi della regolazione vigente, la componente QT è calcolata come somma di due elementi:

- a. QTF , a copertura dei costi di trasporto del gas dal PSV al punto di riconsegna della rete di trasporto; il valore di tale componente può essere



aggiornato trimestralmente al variare dei corrispettivi o delle componenti di trasporto che lo compongono;

b. *QTV*, a copertura dei costi relativi alle perdite di rete e al gas non contabilizzato ed è calcolato trimestralmente sulla base della variazione della *C_{MEM}*.

Spesa per gli oneri di sistema

Il prezzo complessivo relativo a tale voce di spesa, comprende gli importi fatturati relativamente a corrispettivi destinati alla copertura di costi relativi ad attività di interesse generale per il sistema gas che vengono pagati da tutti i clienti finali del servizio gas. Rientrano in tale voce di spesa la componente relativa a misure e agli interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale (*RE*). Le suddette componenti sono aggiornate in corrispondenza del fabbisogno per la copertura di tali oneri.

Cliente tipo gas

Al fine di poter calcolare l'impatto che le variazioni delle componenti delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale hanno sul consumatore finale, è stato individuato un "*cliente tipo gas*" con le seguenti caratteristiche:

- cliente domestico con un consumo pari a 1.400 Smc/anno;
- coefficiente P (potere calorifico superiore) pari a 0,03852 GJ/Smc;
- componenti calcolate in media nazionale, incluse imposte, ad eccezione della componente di distribuzione che è relativa all'ambito nord-orientale che meglio approssima il livello di consumo scelto.

Nel Grafico riportato nella slide n. 12 è evidenziata la ripartizione percentuale delle voci di spesa riportate nella bolletta nel III trimestre 2018.

