



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

*Spett.le Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico
Dipartimento per la Regolazione
Direzione Mercati - Unità Mercati elettrici all'Ingrosso
Piazza Cavour 5
20121 Milano*

Milano, 18 Luglio 2016

Osservazioni al Documento di Consultazione 316/2016/R/eel "Mercato dell'energia elettrica. Revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi. Interventi prioritari"

Considerazioni introduttive

Pur condividendo la necessità di intervenire sull'attuale disciplina che regola i corrispettivi di sbilanciamento, desideriamo innanzitutto segnalare come le proposte contenute nel Documento di Consultazione in oggetto non ci sembrano rispondere pienamente al mandato dell'Autorità di tutelare gli interessi dei consumatori e di promuovere la concorrenza e l'efficienza del sistema elettrico attraverso la propria attività di regolazione e di controllo. In tal senso desideriamo semmai segnalare un concreto rischio che alcune di tali proposte possano avere rilevanti ricadute negative sui consumatori e sulla concorrenza del mercato elettrico.

Un primo punto secondo noi da sottolineare in tal senso è per esempio che l'obiettivo di questo documento appare essere più quello di far cessare le attività di arbitraggio che quello di correggere le distorsioni dell'attuale disciplina.

Ciò premesso, segnaliamo in particolare come **non condividiamo la proposta di estendere alle unità non abilitate il meccanismo *dual pricing* di valorizzazione degli oneri di sbilanciamento fino ad oggi riservato alle UP abilitate.**

Al contrario sarebbe auspicabile una revisione della disciplina che mantenesse inalterato l'attuale meccanismo del *single price* alle UNAB e che introducesse per le UAB il **prezzo medio ponderato del mercato.**

Il sistema *single pricing* è oggi adottato nei principali mercati elettrici europei (Germania, UK, Belgio, Nordix e, a breve, Francia) e applicato uniformemente a tutti gli utenti (UAB e UNAB). Nel luglio del 2015 ACER e ENTSO-E, nell'ambito del contributo al *Balancing Network Code*, hanno tra l'altro indicato proprio il sistema "*single price*" come il sistema che meglio riflette il valore dell'energia nel tempo reale.



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Circa il potenziale rischio di arbitraggio, controllabile attraverso opportune misure indicate nel seguito, ci preme rilevare come il maggiore costo del meccanismo *single price* in Italia rispetto a paesi come la Germania dipenda, in ultima analisi, dalla differente qualità della rete di trasmissione dei due paesi.

Va infatti evidenziato che la problematica degli sbilanciamenti delle UNAB è sostanzialmente riconducibile a una tematica di prezzo, non essendo emersi né rischi per la sicurezza del sistema elettrico né implicazioni operative sulle modalità di programmazione di Terna. A nostro avviso ribadiamo che il sistema attuale funziona in quanto *cost-reflective*. Si possono agevolmente eliminare le attuali distorsioni sui prezzi MSD neutralizzando dal segno della zona i transiti o non gestendo su MSD taluni servizi (intervenendo dunque sulle regole di formazione dei segni e dei prezzi).

Infine, sul più generale piano del coordinamento con l'evoluzione europea in tema di bilanciamento, stentiamo a comprendere il motivo che ha spinto a proporre una tale revisione della disciplina senza attendere l'imminente approvazione del *Balancing Network Code*.

Considerazioni puntuali

Pur ribadendo quindi la nostra contrarietà alla riforma prospettata, riportiamo le nostre considerazioni in merito ai quesiti specifici.

Q.1 Si ritiene che la banda proposta dall'Autorità consenta agli utenti del dispacciamento di poter gestire il proprio portafoglio, nel rispetto dei principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza immanenti nell'erogazione del servizio di dispacciamento? La banda è altresì coerente con le finalità riportate al punto 4.10?

Non condividiamo l'ipotesi di introduzione della banda per diversi motivi.

Innanzitutto riteniamo che la rappresentazione del contesto alla base del quesito sia incompleta e manchi di un punto di vista più ampio. Essa sembra impostata sul presupposto che gli sbilanciamenti siano solo conseguenti a comportamenti opportunistici degli operatori e non ci siano sbilanciamenti fisiologici, ad esempio quelli di uno stabilimento con processo di produzione impulsivo, o autoproduttori che immettono eccedenze difficilmente programmabili.

Per analoghe ragioni non ci appare corretto dimensionare la banda solo in base alle performance degli operatori della macrozona Nord, in quanto quest'ultima si distingue in modo strutturale dalle altre zone di mercato, tra gli altri anche per i seguenti motivi:

- presenza di un'utenza industriale maggiormente diffusa, di dimensioni rilevanti e caratterizzata da grossi e più costanti consumi, che favoriscono l'efficacia dell'attività di programmazione degli utenti di dispacciamento (UdD);



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

- presenza di minori criticità di natura economica che garantiscono maggiore continuità ai prelievi di utenze industriali.

Questo penalizzerebbe automaticamente gli operatori che hanno una prevalenza di clienti/fornitori nella macrozona Sud, sempre partendo dall'assunto che non esistano solo sbilanciamenti "intenzionali".

Di conseguenza, sarebbe opportuno riferirsi a valori medi che riflettano la realtà di tutte le varie zone di mercato.

Rileviamo inoltre che:

- l'analisi del DCO propone una soglia da applicare su base oraria, ma calcolata sulla base di un valore medio annuo: si tratta di due grandezze decisamente non confrontabili;
- il valore proposto copre circa il 50% degli sbilanciamenti, che riflette però le performance di un numero estremamente esiguo di operatori caratterizzati da portafogli di dimensioni eccezionali. L'adozione di una simile soglia risulterebbe dunque in contrasto con le finalità di intervento del DCO (paragrafo 4.11, lettere b) e c)) e costituirebbe un indebito vantaggio competitivo per pochi operatori di dimensioni particolarmente rilevanti, a detrimento, sul medio periodo, dei livelli concorrenziali sul mercato retail;
- la programmazione degli operatori porta ad un errore fisiologico non inferiore al 10% su base mensile e tale errore si incrementa in maniera inversamente proporzionale alla grandezza del portafoglio, con conseguente incremento del potere degli operatori di grandi dimensioni a danno della concorrenza e, quindi, dei consumatori;
- manca un sistema di metering tale da permettere agli operatori di accedere in tempo reale alle informazioni corrette (vedi conguagli e rettifiche). Inoltre i dati sono per la gran parte disponibili solo il mese successivo alla rilevazione, e per tutti i clienti non trattati orari il consuntivo del PRA è pubblicato solo alla fine del mese successivo alla competenza, costringendo gli operatori a effettuare le proprie previsioni sulla base di dati vecchi di quasi due mesi e proprio sulla quota di portafoglio che maggiormente è sensibile ai fattori meteorologici; anche per i clienti trattati orari e per le unità di produzione le misure sono disponibili, non validate, il giorno successivo solamente per una quota minima di POD, esclusivamente a titolo oneroso e da un numero esiguo di distributori;
- le *gate closure* dei mercati sono troppo distanti dal tempo reale e non consentono l'aggiustamento delle previsioni sulla base delle informazioni più recenti, in particolar modo dei fattori meteo che causano le maggiori variazioni sia di domanda che di produzione rinnovabile;
- i costi di MB non dipendono dalle unità non abilitate in quanto Terna in MSD ex-ante rivede la previsione di consumo sulla base dei propri algoritmi previsionali. A consuntivo Terna, con tutte le informazioni di cui dispone, commette errori di gran lunga superiori alla banda ipotizzata;
- per quanto concerne le UP non programmabili ci pare evidente come non possano in alcun modo essere paragonate alle UC, stante l'estrema variabilità dei livelli di produzione.



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Prendendo come benchmark le previsioni di domanda pubblicate da Terna nei propri *Transparency Report* degli ultimi dodici mesi disponibili, che sono fatte con una qualità dei dati nettamente superiore a quella media disponibile agli utenti del dispacciamento in prelievo e pubblicate successivamente alle *gate closure* di MGP, risulta una distribuzione degli errori percentuali assoluti ben superiore alla soglia individuata dal DCO:

Zona	Centro Nord	Centro Sud	Nord	Sardegna	Sicilia	Sud	Totale
Media	4.61%	4.08%	2.70%	3.74%	3.98%	6.80%	3.59%
Massimo	44%	56%	16%	67%	87%	145%	145%
Mediana	3.44%	3.10%	2.16%	2.78%	2.96%	5.13%	3.10%
Primo quartile	1.56%	1.45%	1.00%	1.28%	1.34%	2.43%	1.41%
Terzo quartile	6.30%	5.61%	3.78%	5.06%	5.49%	9.15%	5.75%
Sotto soglia	38.33%	41.84%	56.62%	45.74%	43.75%	25.76%	42.01%

Terna stessa quindi, potendo sfruttare la miglior qualità dei dati possibile e il maggior effetto portafoglio, riesce ad avere sbilanciamenti inferiori alla soglia del 2,5% nel 45% circa delle ore. Applicando il *dual pricing* e mantenendo costanti segni e prezzi di sbilanciamento con i consuntivi pubblicati per il periodo di analisi, se Terna fosse un utente del dispacciamento in prelievo avrebbe avuto un aggravio di costi di quasi 0,6 €/MWh:

Zona	Centro Nord	Centro Sud	Nord	Sardegna	Sicilia	Sud	Totale
Costo Del. 111/06	0.27	0.51	-0.03	0.34	0.23	0.38	0.15
Costo DCO 316/16	-0.63	-0.35	-0.29	-0.47	-0.54	-0.99	-0.42
Differenza	-0.90	-0.86	-0.26	-0.81	-0.77	-1.36	-0.57

Tenuto conto che questo rappresenta un *best case* ideale e difficilmente raggiungibile dagli operatori, appare evidente come l'introduzione del *dual pricing* avrebbe effetti pesantemente negativi sui costi che verrebbero poi ribaltati ai clienti finali. Inoltre, appare anche evidente come le performance migliori vengano raggiunte nella zona Nord dove vi è il maggior effetto di compensazione: pertanto il *dual pricing* andrebbe a penalizzare principalmente gli operatori di minori dimensioni e quelli con un portafoglio concentrato nel Meridione, che avendo un tessuto industriale meno diffuso e una maggior penetrazione di rinnovabili intermittenti rispetto al Nord Italia sconta una maggiore volatilità dei consumi.



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Va anche ricordato che molti operatori hanno già chiuso diversi contratti di fornitura per il biennio 2017-2018 e questi costi renderebbero economicamente gravoso o impossibile confermare le condizioni economiche contrattuali già siglate con i clienti finali, che andrebbero dunque rinegoziate al rialzo.

Tenuto conto di queste considerazioni quindi appare irragionevole una valutazione della soglia fatta sulla base di valori medi o mediani in zona Nord che non colgono appieno le difficoltà delle attività previsionali degli utenti del dispacciamento.

Il novantesimo percentile degli errori di Terna in tutte le zone è pari a circa il 10%, e tale valore cresce addirittura al 15% al Sud: un operatore di medie dimensioni che programmasse al meglio delle proprie capacità probabilmente riuscirebbe a rimanere al di sotto di tali valori in un numero ben minore di ore, esponendosi al rischio del prezzo duale minando la sostenibilità economica del proprio business.

A fronte di queste considerazioni riteniamo opportuna l'applicazione di una banda pari al +/- 30%. Invitiamo in tal senso l'Autorità a considerare che l'applicazione di una banda percentuale pura rappresenterebbe un vantaggio per gli operatori di maggiori dimensioni, mentre sarebbe fortemente penalizzante per coloro che avendo un portafoglio ridotto si troverebbero margini di tolleranza anche di pochi kWh, che supererebbero facilmente nella gran parte delle ore: l'unica maniera per eliminare una simile disparità di trattamento sarebbe l'introduzione di un valore assoluto minimo dell'ampiezza di banda ad es. pari a +/- 5 MW.

Infine sottolineiamo come l'Autorità stessa ha individuato tra le cause della non congruenza tra segni di sbilanciamento convenzionali ed effettivi le movimentazioni di bilanciamento tra diverse macrozone: tale problema non sarebbe ovviamente risolto dall'introduzione del *dual pricing* e si manterrebbero le attuali distorsioni nella determinazione del segno.

Per ovviare a ciò, in attesa di una riforma organica, si riterrebbe opportuno valutare le seguenti opzioni:

- introdurre una macrozona di bilanciamento unica, neutralizzando così gli effetti delle chiamate in senso opposto tra le due macrozone;
- valorizzare nel calcolo del segno i flussi fisici di bilanciamento tra zone, ad esempio tramite unità virtuali, sulla base degli effettivi transiti: ovviamente in questo caso tutti i dati dovrebbero essere tempestivamente pubblicati da Terna (entro il giorno successivo alla data di flusso).

Q.2 Si concorda con l'introduzione di verifiche a consuntivo standardizzate basate su confronti differenziati per mese e per zona di mercato? Si ritiene coerente prevedere come soglia massima di tolleranza per le verifiche a consuntivo un valore pari al doppio della banda relativa all'applicazione dei prezzi duali?



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Non concordiamo. Riteniamo che qualsiasi tipo di verifica su un criterio ex-post appesantirebbe la gestione del sistema e degli operatori.

Q.3 La definizione di una taglia massima per le unità di consumo è ritenuta una misura aggiuntiva o alternativa rispetto alle verifiche a consuntivo?

La riteniamo una misura alternativa, non tanto alle verifiche a consuntivo (che verrebbero così rese superflue), ma soprattutto all'applicazione del *dual price*. Riteniamo che essa, abbinata al mantenimento dell'attuale *single price*, rimuoverebbe uno dei principali presupposti ai comportamenti contrari ai principi di buona programmazione invocati dall'Autorità.

Auspichiamo quindi che la questione si possa risolvere, piuttosto che con l'inserimento di una regolazione mista *single-dual price*, allineando la gestione delle UC non rilevanti a quella delle UP e cioè stabilendo una soglia di capacità oltre la quale le offerte dell'operatore vengono "tagliate". Come soglia si potrebbe prevedere **la somma delle potenze disponibili**.

Q.4 Si concorda con l'applicazione di una valorizzazione "dual pricing" a prezzi medi? Motivare la risposta

Non concordiamo.

L'energia a sbilancio è nei fatti un acquisto o una vendita implicita di energia nel tempo reale e dovrebbe essere valorizzata conseguentemente; il valore dell'energia nel tempo reale è rappresentato dal prezzo medio ponderato in MB. Pertanto ribadiamo che l'unico meccanismo *cost reflective* di valorizzazione degli sbilanci è il *single price* a prezzo medio ponderato.

Inoltre dalle simulazioni condotte da alcuni nostri associati risulta che **applicando il *dual price* si verificherebbe una vera e propria esplosione degli oneri di sbilanciamento per le unità non programmabili**. Essi assumerebbero valori insostenibili anche utilizzando i migliori strumenti previsionali, a dimostrazione del fatto che il sistema proposto è fortemente discriminatorio per le fonti intermittenti. In particolare l'effetto portafoglio si annullerebbe completamente per unità di produzione rilevanti, dal momento che i flussi di cassa associati a sbilanciamenti di segno opposto all'interno della stessa macrozona non si compenserebbero.

Rileviamo inoltre che l'onere di sbilanciamento sarebbe più alto per i soggetti più piccoli, poiché questi non riuscirebbero a beneficiare dell'effetto di netting di un portafoglio più vasto di unità non rilevanti (con conseguente incremento del potere degli operatori di grandi dimensioni a danno della concorrenza e, quindi, dei consumatori).

In secondo luogo, il *dual pricing* non sembra rispettare il principio della "riflessione dei costi" effettivi di sbilanciamento, come peraltro esplicitamente ammesso dallo stesso DCO, dal momento che non viene considerato il positivo apporto al bilanciamento della macrozona in caso di sbilanciamento di segno opposto e poiché il costo dell'energia sbilanciata è pari al valore



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

dell'energia nel tempo reale pari al costo medio ponderato sostenuto da Terna nel mercato dei servizi.

Non viene inoltre considerata la peculiarità delle fonti non programmabili rispetto quelle programmabili, contravvenendo al principio più volte ribadito nelle sentenze del TAR Lombardia e del Consiglio di Stato in materia di sbilanciamenti. La banda del +/-2,5% proposta infatti è impossibile da rispettare per le fonti rinnovabili intermittenti (rendendo di fatto generalizzata l'applicazione del *dual pricing*), né tiene conto delle peculiarità di ogni singola fonte rinnovabile, che la stessa Autorità aveva tentato di stimare con la delibera 522/14 (ci riferiamo alle bande differenziate per fonte, basate sui consuntivi reali di sbilanciamento del precedente anno).

Non riusciamo inoltre a comprendere la *ratio* con cui viene esteso l'utilizzo della soglia delle UC alle unità programmabili non abilitate, essendo queste ultime caratterizzate da diverse possibilità di programmazione e previsione.

L'applicazione generalizzata del *dual price* trasferirebbe agli UdD tutti i costi derivanti dalle inefficienze della rete, neutralizzando ogni stimolo alla loro risoluzione: in definitiva, gli UdD si troverebbero a pagare costi di sbilanciamento che nulla afferiscono all'effettivo onere generato al sistema, facendo emergere il chiaro carattere sanzionatorio e sperequativo del meccanismo.

Una modalità più efficace ed efficiente per ridurre il costo di dispacciamento in Italia sarebbe una regolazione incentivante rivolta al TSO al fine di indurlo a risolvere le congestioni.

Si vuole infine far notare che applicare il *dual price*, seppur a prezzo medio, anche alle unità non abilitate, significherebbe sicuramente disottimizzare i costi di approvvigionamento dei grossisti con conseguente aggravio della struttura di costo traslata ai clienti finali. Di contro potrebbe diminuire l'*uplift*, ma in questo caso l'effetto della riforma per i clienti finali sarebbe semplicemente lo spostamento di costo dall'*uplift* stessa verso la componente commodity. Ciò conferma che i maggiori costi di dispacciamento del nostro paese risiedono, in ultima analisi, nelle condizioni sub-ottimali della rete di trasmissione.

Q.5 Si condivide l'intenzione di mantenere l'analogia fra gli sbilanciamenti per le unità di consumo e gli sbilanciamenti per le unità di produzione non abilitate?

Non siamo d'accordo. Le capacità previsionali delle UC sono molto differenti rispetto a quelle delle fonti rinnovabili non programmabili che, per diversità di fonte e tecnologia, sono soggette a variazioni importanti in periodi di tempo molto ristretti.

Un'eventuale equiparazione alle UC, potrebbe avvenire solo in seguito a una revisione delle aggregazioni e soprattutto alla possibilità di avere a disposizione le misure di immissione in tempo reale ed un *bid* da effettuarsi nel periodo h-1; in assenza di tali specifiche l'equiparazione degli sbilanciamenti costituirebbe un onere estremamente gravoso per le fonti rinnovabili non programmabili.

Q.6 Si condivide l'intervento proposto?



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Ribadiamo di non condividere l'intervento di introduzione del *dual pricing* per le unità non abilitate. Sarebbe, al contrario opportuno applicare il meccanismo del *single price* così come raccomandato da ACER e previsto negli altri mercati europei in via di integrazione, in combinazione con il *cap* (potenza disponibile) al massimo prelievo programmabile.

A nostro parere risulta inoltre necessario un intervento di sistema, tale da prevedere un corretto inquadramento delle attività del GSE.

Al GSE - in palese contraddizione rispetto al processo di liberalizzazione - è stato infatti purtroppo permesso l'acquisto della produzione di energia elettrica da qualsiasi impianto non incentivato sotto i 10 MVA o qualsiasi impianto non programmabile, incentivato o meno, e di qualsiasi taglia, se posto in esercizio prima del 2013.

Il progressivo passaggio degli impianti rilevanti, eolici e fotovoltaici dal GSE al mercato libero è stato favorito dalla attuale regolazione degli sbilanciamenti, che ora il DCO vuole eliminare, senza aver considerato, tra gli elementi in gioco, il ribaltamento fatto dai trader di parte dei proventi da arbitraggio, che venivano trasferiti come maggiore remunerazione ai produttori rispetto a quella consentita dal GSE e che sono stati fondamentali nel determinare il loro sviluppo negli ultimi anni.

Per la salvaguardia dei suddetti operatori, qualora l'Autorità volesse modificare i corrispettivi di sbilanciamento, tale provvedimento dovrebbe essere contestualmente accompagnato da un'adeguata limitazione del ruolo del GSE. Il ruolo del GSE dovrebbe essere indirizzato alle attività di qualificazione, verifica e somministrazione degli incentivi, precludendogli quella di operatore di mercato.

Qualora non fosse possibile limitare l'operatività del GSE in tal senso, **chiediamo almeno che la sua funzione sia assimilata a quella di un "dispacciatore di ultima istanza", prevedendo l'applicazione di prezzi disincentivanti ai produttori che volessero ancora destinargli la loro produzione, e mantenendolo sempre sottoposto alla medesima regolazione degli sbilanciamenti applicata agli altri operatori.**

Q.7 Si condivide l'utilizzo del costo effettivo della regolazione secondaria per la determinazione dei prezzi di sbilanciamento?

Ribadiamo che, a nostro avviso, l'unico meccanismo che renderebbe il prezzo di sbilanciamento *cost reflective* è il *single price* a prezzo medio ponderato. Ad ogni modo, l'applicazione del costo medio ponderato della riserva secondaria rappresenta un miglioramento rispetto all'attuale regolazione a prezzo marginale.

Tuttavia, il calcolo propostoci non sembra corretto poiché genera picchi di prezzo ingiustificati. A titolo esemplificativo, riportiamo di seguito le risultanze di alcune simulazioni di calcolo della variabile PMsec effettuate sulla base dei prezzi di sbilanciamento che si sono verificati nel periodo 01/01/2016 - 31/05/2016 (per ciascuna macrozona sono state prese in considerazione 3647 ore) e seguendo le indicazioni riportate nelle tabelle 5 e 6 del DCO in oggetto (paragrafi 4.26 e punto



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

4.d):

- per la macrozona Nord si sono verificati 60 casi in cui il prezzo è superiore a 1000 €/MWh con punte sino a 182.090 €/MWh (ora 10 del 22/05/2016);
- per la zona macrozona Sud si sono verificati 25 casi il cui prezzo è superiore a 1000 €/MWh con punte fino a 234.496 €/MWh (ora 6 del 24/05/2016).

Riteniamo tuttavia che, sempre con particolare riferimento alle UP abilitate, il principio della coerenza rispetto ai costi richieda una soluzione basata sulla ponderazione dei prezzi massimi e minimi degli altri servizi, quindi della riserva terziaria, sulle relative quantità accettate. Concordiamo infatti che il PMSEC dovrebbe rappresentare un avvicinamento ai costi sostenuti da Terna nelle attività di bilanciamento, ma riteniamo necessario considerare, anche con riferimento al prodotto altri servizi, i prezzi massimi (minimi) ponderati sulle quantità accettate in acquisto (vendita) su MB.

Relativamente al prezzo PMBter, evidenziamo infatti l'inconveniente in base al quale quantità estremamente ridotte accettate a prezzi ad esempio superiori a 1000 €/MWh possano influenzare la quantificazione del prezzo di sbilanciamento massimo per le UP abilitate. Ciò determinerebbe impatti rilevanti per impianti che si trovano a compiere sbilanciamenti molto elevati a causa di problemi tecnici impreveduti (ad esempio, un impianto in blocco inaspettato che è costretto a pagare tutto il suo sbilancio a 1000 €/MWh).

Come possibile soluzione, al fine di evitare che prezzi molto elevati corrispondenti a volumi estremamente ridotti causino impatti spropositati senza essere rappresentativi dell'effettivo costo sostenuto da Terna per le attività di dispacciamento, proponiamo, anziché il massimo e minimo (marginale), di considerare una percentuale dei volumi accettati aventi i prezzi massimi nel caso di sbilanciamenti negativi (con segno zonale concorde) o minimi nel caso di sbilanciamenti positivi (con segno zonale concorde).

Riteniamo che il 30% dei volumi aventi prezzi più alti o più bassi possa essere un giusto compromesso tra le esigenze di:

- avere un prezzo maggiormente rappresentativo dei costi sostenuti da Terna per le attività di dispacciamento;
- evitare che le UP abilitate possano assumere comportamenti non coerenti con i propri programmi vincolanti, considerando comunque i volumi aventi il maggiore costo sostenuto da Terna.

Q.8 Si condivide la decorrenza della nuova regolazione a partire da gennaio 2017? Si riterrebbe invece preferibile una implementazione immediata a partire da agosto 2016 prevedendo per le unità di produzione non abilitate e le unità di consumo una banda opportunamente "ampliata" per poi procedere con la banda di regime a partire da gennaio 2017?



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Riteniamo che la soluzione che verrà individuata debba trovare applicazione a partire dall'anno 2018, per i seguenti motivi:

- come lo stesso DCO peraltro afferma al punto 3.21, qualsiasi misura non potrà trovare implementazione prima dell'anno successivo a quello di adozione del provvedimento finale (o addirittura due anni dal momento che molti contratti per l'anno successivo sono stati già siglati);
- in virtù dell'andamento dei prezzi future dell'anno 2017, molti clienti finali hanno già sottoscritto contratti di fornitura di energia elettrica con clausole definite per i costi di sbilanciamento, di difficile rinegoziazione ex-post.

La quota del 2,5% è oltremodo insufficiente, non solo nel breve periodo ma anche nel medio periodo: sia per le considerazioni fatte in precedenza sulle performance previsionali di Terna, che rappresenta un benchmark decisamente migliore rispetto alle capacità previsionali delle UC, sia per le maggiori difficoltà previsionali di portafogli medio-piccoli.

Inoltre, come peraltro segnaliamo da tempo, gli arbitraggi dei grossisti sono legittimi, apportano benefici al sistema e riducono i costi di approvvigionamento di Terna su MSD (valorizzazione degli sbilanciamenti a prezzo medio invece che marginale). Pertanto tale attività non va inibita, semmai corretta.

La nostra proposta più valida è quella di prevedere come soglia la somma delle potenze disponibili in gestione alle UC. Questo parametro avrebbe il vantaggio di essere oggettivo e di eliminare la possibilità di acquistare ingenti quantitativi di energia in una zona avendo in fornitura ad es. solo un cliente domestico (strategia "lunga").

Solo in alternativa precisiamo che una soglia percentuale che può essere considerata congrua per le osservazioni fatte, dovrà essere ben più elevata del 2,5% e tendenzialmente pari almeno al doppio del novantesimo percentile degli errori di Terna al SUD, come evidenziato nella risposta al Q.1.

Restando comunque a piena disposizione per qualsiasi eventualmente necessario chiarimento nonché futura occasione di confronto in merito, rinnoviamo tutti i nostri migliori saluti.



Paolo Ghislandi