



Soci Sostenitori

A2A SpA, Acea SpA, AET Aziende Elettriche
Ticinesi, Alpiq Energia Italia SpA, Anigas
AXPO Italia SpA, Banca Imi SpA,
BP Energy Europe Ltd, CCSE Cassa
Conguaglio Settore Elettrico, Cassa Depositi
e Prestiti, Confindustria, CVA Trading Srl,
E.ON Italia SpA, Edison SpA, Enel SpA, Eni
SpA, Erg SpA, Federutility, GdF Suez Energia
Italia SpA, Hera Trading Srl, Innowatio SpA,
Iren Mercato SpA, Italtrading SpA, Repower
Italia SpA, RWE Innogy Italia SpA, Sorigenia
SpA, Telecom Italia SpA, Tenaris Dalmine,
Tirreno Power SpA

Le posizioni espresse nella Newsletter,
salvo quanto diversamente specificato,
sono da attribuirsi esclusivamente
ai ricercatori REF-E

Responsabile della Newsletter
Claudia Checchi
Tel. 02 43441044
e-mail: claudia.checchi@ref-e.com

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

- Il meccanismo d'incentivazione dei biocarburanti: un'opportunità vantaggiosa per i produttori di biometano?

I CIC a mercato potranno assumere valori molto differenziati, ai produttori la difficile scelta tra certezza della tariffa gas e incognite di un mercato potenzialmente più remunerativo.

pag. 3

- Prestazione energetica in edilizia: DM Requisiti Minimi ai nastri di partenza

L'approccio più organico per il calcolo della prestazione energetica in edilizia nasconde obiettivi poco ambiziosi?

pag. 8

IMPRESE E ISTITUZIONI

- Il DEF 2015 e il riordino delle proposte di riforma della fiscalità energetica

Agevolazioni per gli energivori, carbon tax, maggiore semplificazione: obiettivi ambiziosi, in parte contrastanti, e possibili effetti redistributivi dalle riforme.

pag. 14

MERCATO ELETTRICO

- Consultazione sugli sbilanciamenti: molte le incoerenze
Tra i possibili effetti delle proposte delineate vi è quello di prezzi e segni non coerenti, una maggiore discrezionalità di Terna nella definizione dei prezzi, ma non si eliminano le possibilità di arbitraggio tra mercato e sbilanciamento.

pag. 18

- Analisi statistica e novità dal mercato
Domanda in aumento e prezzi in discesa: prevalgono i fattori congiunturali.

pag. 23

- Il mercato dei combustibili
La ritrovata stabilità del prezzo oil è minacciata dalle tensioni geopolitiche.

pag. 32

GAS NATURALE

- Analisi statistica e novità dal mercato
Continua il trend al rialzo dei consumi; tornano a salire le importazioni dall'Algeria.

pag. 36

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Giulia Ardito, Sergio Ascari,
Roberto Bianchini, Donatella
Bobbio, Virginia Canazza,
Giacomo Ciapponi, Mario
Cirillo, Michele Dalena, Marco
Franceschini, Tommaso Franci,
Ana Georgieva, Giulia Mazzanti,
Luca Musumarra, Giorgio
Perico, Beatrice Petrovich

Editore

REF-E srl
Via Gioberti 5 - 20123 Milano
www.ref-e.com - info@ref-e.com

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

Dalia Imperatori
Tel. +39 02 43441022
Fax +39 02 43441027
E-mail: dalia.imperatori@ref-e.com

La presente pubblicazione è riservata ai soli abbonati per uso personale e non commerciale.

Non è, pertanto, consentito modificare, duplicare, distribuire, divulgare, vendere, trasmettere, riprodurre, pubblicare su qualsiasi mezzo, sotto qualsiasi forma o per qualsivoglia ragione, in tutto o in parte, i contenuti della pubblicazione senza l'autorizzazione scritta di REF-E. Agli abbonati è consentita la stampa di una copia della pubblicazione per uso esclusivamente personale e non commerciale senza, tuttavia, apportarne alcuna modifica.

Ogni violazione verrà perseguita a norma di legge e autorizzerà REF-E a sospendere l'invio della pubblicazione senza alcun avviso.

REF-E opera nel mercato energetico con ricerche e consulenze personalizzate, osservatori indipendenti, attività di formazione e affianca aziende, istituzioni, organismi governativi nei processi decisionali.

L'autorevolezza e l'indipendenza di **REF-E** costruite nel tempo sul mercato dell'energia sono oggi riconosciute da aziende e istituzioni.

REF-E mette a disposizione dei suoi clienti analisi della concorrenza e della regolazione, scenari di previsione sui prezzi, supporto nella scelta degli investimenti e delle più importanti decisioni strategiche, garantendo indipendenza, professionalità e competenza, favorendo il dialogo tra aziende e istituzioni in Italia e nel mondo.

Periodici

- **Newsletter Osservatorio Energia** è il mensile di analisi delle trasformazioni del settore energetico in Italia e in Europa. Propone approfondimenti sull'evoluzione normativa, le trasformazioni societarie, le problematiche connesse alla creazione di mercati regolamentati, l'andamento delle tariffe e il livello dei prezzi sulle principali borse europee dell'energia elettrica e del gas. Fornisce le previsioni dell'andamento dei principali indicatori di mercato.
- **Previsivo Osservatorio Energia** è il quadrimestrale di previsione del mercato elettrico sviluppato sulla base del modello Elfo++, *leader* in Italia in questo settore, ideato da **REF-E** per i suoi clienti. Delinea l'evoluzione della domanda e dell'offerta, fornendo previsioni sui costi di produzione, prezzi concorrenziali (nazionali e zonali), possibili effetti delle strategie degli operatori, alla luce delle condizioni strutturali e della normativa.
- **Natural Gas Outlook** è il semestrale di previsione del mercato del gas sulla base dei modelli previsivi **REF-E**. Delinea l'evoluzione della domanda e dell'offerta, fornendo previsioni sui prezzi delle principali formule di indicizzazione e sui prezzi al PSV, sull'utilizzo dello stoccaggio e delle altre infrastrutture, sull'evoluzione delle quote di mercato.

Pubblicazioni

- Il **Rapporto Energia** è una pubblicazione annuale sull'evoluzione e le prospettive dei settori elettrico, gas e delle fonti rinnovabili. Presenta i mercati attraverso un'analisi della regolamentazione e della struttura in Italia e in Europa. Elabora scenari a medio termine.
- Il **Rapporto Settimanale sulla borse energetiche** aggiorna costantemente i prezzi e i volumi nei mercati italiani ed europei.
- I **Working paper** sono studi dettagliati che trattano temi di attualità, a partire dalla letteratura teorica. Approfondiscono tematiche rilevanti per il dibattito sulle politiche in atto, così come aspetti metodologici e analitici riguardanti l'analisi dei mercati, le problematiche autorizzative e istituzionali, la costruzione di scenari.

Servizi

- I **Database** garantiscono l'accesso privilegiato a numerose e complesse informazioni organizzate, raccolte in anni di esperienza e costantemente aggiornate.
- I **Seminari** di discussione sono lo strumento dedicato all'approfondimento degli scenari dei mercati energetici, consentono confronti e dibattiti alla luce delle innovazioni legislative e normative.
- Le consulenze telefoniche permettono di essere sempre in contatto con i ricercatori **REF-E**.

NEWS

Prossime pubblicazioni

- Working paper "Energia e competitività nell'industria italiana" - Maggio 2015
- Natural Gas Outlook n. 11 - Maggio 2015

Ultime pubblicazioni

- Previsivo Osservatorio Energia n. 34 - Marzo 2015
- Gas Naturale 2014 - ENERGIA Rapporto sul mercato e la regolamentazione

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

Il meccanismo d'incentivazione dei biocarburanti: un'opportunità vantaggiosa per i produttori di biometano?

Le prime stime sui livelli d'incentivazione del biometano indicano l'utilizzo del gas rinnovabile per autotrazione come particolarmente vantaggioso (Newsletter 173). La remunerazione è, tuttavia, fortemente influenzata dal valore del Certificato di Immissione in Consumo (CIC), lo strumento di mercato scelto per supportare questo impiego. Dato che il valore del CIC non è pubblico, un approfondimento del meccanismo d'incentivazione dei biocarburanti sembra utile per far luce sui riferimenti che guidano il mercato dei titoli. REF-E propone un'analisi del merit order del valore dei CIC per diverse tipologie di produzione di biocarburanti, sulla base del costo-opportunità degli impieghi alternativi della materia prima. I risultati indicano un'ampia variabilità di risultati possibili, come in meccanismi simili le quote d'obbligo risultano decisive per orientare i risultati del mercato.

L'incentivazione dei biocarburanti in Italia

In Italia i biocarburanti sono incentivati con il sistema della quota d'obbligo. Questo è il meccanismo scelto per il perseguimento dell'obiettivo vincolante imposto dall'Unione Europea per il consumo di energia rinnovabile nel settore dei trasporti (10% al 2020)¹. I soggetti obbligati, ossia gli operatori che immettono benzina e gasolio in consumo², hanno un obbligo di miscelazione, che per il 2015 è pari al 5% del valore energetico dei carburanti fossili (gasolio e benzina) immessi in consumo nello stesso anno.

Il meccanismo dei CIC

I biocarburanti immessi in consumo nei trasporti devono essere provvisti di certificato di sostenibilità³, che accompagna il biocarburante nel passaggio dal produttore al distributore. A sua volta il distributore, con l'immissione in consumo del biocarburante, riceve un CIC da parte del GSE per ogni 10 Gcal immessi. La restituzione dei CIC al GSE nell'anno successivo a quello d'immissione in consumo (anno t) attesta l'assolvimento dell'obbligo da parte del soggetto obbligato per l'anno d'immissione (t-1)⁴. I soggetti possono quindi assolvere il proprio obbligo immettendo fisicamente in consumo i biocarburanti (ottenendo i relativi CIC che dovranno essere poi restituiti al GSE) oppure acquistando i CIC da un soggetto che abbia immesso in consumo biocarburanti eccedenti la propria quota d'obbligo (**Figura 1**).

In caso di mancato rispetto dell'obbligo oltre la soglia di tolleranza del 25% (nel 2017 la soglia si ridurrà al 20% e dal 2019 in poi si attesterà al 5% della quota d'obbligo), il soggetto obbligato è tenuto al pagamento di una sanzione crescente che varia da 600 a 900 €/CIC

¹ Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, pubblicata sulla GU L 140 del 5 giugno 2009. Decreto del Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali n. 110 del 29 aprile 2008: Regolamento recante criteri, condizioni e modalità per l'attuazione dell'obbligo di immissione in consumo nel territorio nazionale di una quota minima di biocarburanti, ai sensi dell'articolo 1, comma 368, punto 3, della legge n. 296/2006, pubblicato nella GU n. 142 del 19 giugno 2008.

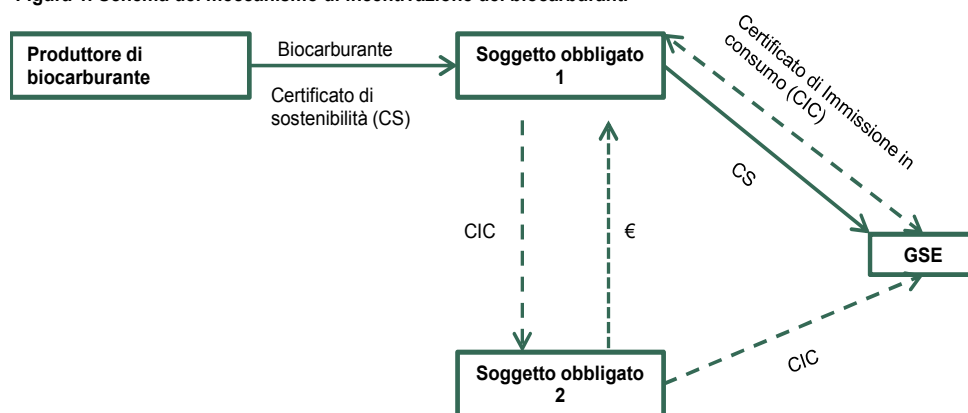
² Per soggetti obbligati all'immissione di biocarburanti s'intendono gli operatori titolari di depositi fiscali per i quali si verificano i presupposti per il pagamento dell'accisa sulla benzina e il gasolio immessi in consumo nel territorio nazionale. L'obbligo non ricade quindi sui singoli gestori delle pompe di rifornimento, bensì sui loro fornitori, ossia sulle compagnie petrolifere che distribuiscono i carburanti.

³ I biocarburanti devono rispettare i criteri di sostenibilità contenuti nella Direttiva 2009/28/CE, che riguardano la riduzione di emissioni di gas serra e l'origine delle materie prime (ad esempio, non devono provenire da terreni ad alta biodiversità). I produttori possono ottenere la certificazione di sostenibilità aderendo al Sistema Nazionale di Certificazione o a uno dei sistemi volontari di certificazione approvati dalla Commissione Europea come da Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28 "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE" e ss. mm, pubblicato nel SO n. 81 della GU n. 71 del 28 marzo 2011.

⁴ La tempistica biennale appena descritta è in vigore dal 2015 per effetto del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 10 ottobre 2014 "Aggiornamento delle condizioni, dei criteri e delle modalità di attuazione dell'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti compresi quelli avanzati". In precedenza, il meccanismo funzionava su base triennale: l'immissione in consumo di gasolio e benzina nell'anno t-2 dava origine all'obbligo di immettere biocarburanti nell'anno t-1; la verifica dell'assolvimento dell'obbligo avveniva poi l'anno successivo (anno t).

in base alla percentuale d'inadempimento⁵. I CIC sono "bancabili" per 2 anni, ossia sono rinviabili per l'utilizzo nell'anno successivo a quello di ottenimento da parte del GSE.

Figura 1. Schema del meccanismo di incentivazione dei biocarburanti



Fonte: elaborazioni REF-E

Le tipologie di CIC

Esistono diverse tipologie di CIC a seconda della materia prima utilizzata per produrre i biocarburanti:

- i soggetti che immettono in consumo biocarburanti ottenuti da coltivazioni dedicate (biocarburanti di prima generazione) maturano 1 CIC₁₀ (anche denominato *single counting*) ogni 10 Gcal di biocarburante immesso in consumo
- i soggetti che immettono in consumo biocarburanti ottenuti da rifiuti (anche non differenziati e gas da discarica), sottoprodotti, materie lignocellulosiche e alghe hanno diritto al *double counting*, ossia ricevono 1 certificato, denominato CIC₅, ogni 5 Gcal di biocarburante immesso in consumo⁶

Ai fini dell'assolvimento dell'obbligo, ogni CIC (indipendentemente dalle modalità di assegnazione) vale comunque 10 Gcal. Sino al 2014 esisteva un limite alla quantità di CIC₅ utilizzabili per assolvere la quota d'obbligo, nella misura del 20% della stessa, mentre al momento non sussistono vincoli di questo genere⁷. Fino al 2015, i CIC₅ sono ritirati dal GSE prima dei CIC₁₀ ai fini dell'assolvimento dell'obbligo⁸, mentre a partire dal 2016 questa priorità di ritiro decade. Dal 2016 i certificati, pur avendo denominazioni differenti, non saranno quindi diversi tra loro nella spendibilità e pertanto nel valore. Dal 2018, tuttavia, i soggetti obbligati dovranno coprire una percentuale crescente della propria quota d'obbligo immettendo in consumo "biocarburanti avanzati" (Tabella 1) o acquistando i relativi CIC, che si presuppone saranno identificati da un apposito codice distintivo. Questo vincolo dovrebbe quindi portare a una valorizzazione diversa di questi certificati rispetto agli altri in circolazione. La definizione di "biocarburanti avanzati", che include i biocarburanti prodotti da rifiuti e da sottoprodotti, si sovrappone quasi per intero a quella dei biocarburanti *double counting*.

L'incentivazione del biometano per uso autotrazione

Il meccanismo d'incentivazione del biometano per uso autotrazione s'inserisce nel sistema dei CIC, con alcune peculiarità (Figura 2).

Il produttore di biometano stipula un contratto bilaterale con il soggetto obbligato che immette gas in consumo nei trasporti. Quest'ultimo soggetto riceve, per 20 anni dalla data di entrata in

⁵ 600 euro per ogni CIC mancante entro il 25% della quota d'obbligo, 700 euro per ogni CIC mancante tra il 25% e il 50% della quota d'obbligo, 800 euro per ogni CIC mancante tra il 50% e il 75% e 900 euro per ogni CIC mancante tra il 75% e il 100% della quota d'obbligo.

⁶ Sino al 31 marzo 2014, era anche previsto un premio per i biocarburanti prodotti in UE da coltivazioni dedicate situate negli Stati membri. Questi biocarburanti "premiali" permettevano di maturare un certificato, identificabile con la sigla CIC8, ogni 8 Gcal di carburante rinnovabile immesso in consumo.

⁷ Tale limite è stato rimosso dalla Legge 21 febbraio 2014, n. 9: Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, recante interventi urgenti di avvio del piano «Destinazione Italia», per il contenimento delle tariffe elettriche e del gas, per la riduzione dei premi RC-auto, per l'internazionalizzazione, lo sviluppo e la digitalizzazione delle imprese, nonché misure per la realizzazione di opere pubbliche ed EXPO 2015, pubblicata sulla GU Serie Generale n. 43 del 21 febbraio 2014.

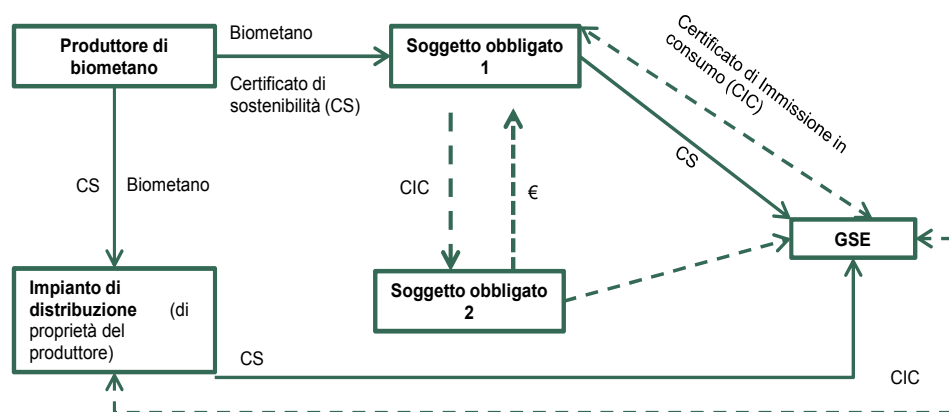
⁸ I CIC₅ sono ritirati dal GSE (anch'essi fino al 2015) dopo i CIC₅ ma prima dei CIC₁₀.

Tabella 1. Traiettorie delle quote d'obbligo dal 2015 (%)

Anno	Quota d'obbligo	
	Biocarburanti	di cui "avanzati"
2015	5.0%	0.0%
2016	5.5%	0.0%
2017	6.5%	0.0%
2018	7.5%	1.2%
2019	9.0%	1.2%
2020	10.0%	1.6%
2021	10.0%	1.6%
Dal 2022	10.0%	2.0%

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Figura 2. Schema del meccanismo di incentivazione dei biocarburanti



Fonte: elaborazione REF-E

esercizio dell'impianto, 1 CIC₁₀ ogni 10 Gcal di biometano immessi, oppure 1 CIC₅ ogni 5 Gcal (*double counting*) se il gas è prodotto dalla frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU) a valle della raccolta differenziata o da sottoprodotti. A differenza degli altri biocarburanti, è inoltre prevista una maggiorazione del 50% dell'incentivo che spetta per 10 anni al produttore che immette direttamente il biometano (senza passare per la rete di trasporto e distribuzione del gas naturale) in un nuovo impianto di distribuzione realizzato a proprie spese. In questo caso, i CIC maturati sono assegnati direttamente al titolare dell'impianto di biometano che svolge il ruolo di produttore/distributore.

Il valore di mercato dei CIC

Dal meccanismo descritto emerge il ruolo chiave del valore di mercato dei CIC. Questo rappresenta il valore di riferimento per l'incentivo implicito nella remunerazione che il produttore ottiene quando vende il biocarburante al distributore che lo immette in consumo. Infatti, all'atto del trasferimento, il produttore di biocarburante valorizza nel prezzo di cessione sia la materia prima, sia la componente incentivante, guidata dal prezzo del CIC che il distributore riuscirà a ottenere a mercato. Nell'assenza di dati pubblici sul valore dei CIC, è essenziale conoscere le dinamiche del mercato di questi titoli al fine di effettuare valutazioni sul loro valore.

La struttura della domanda

La domanda di certificati è legata alla quota d'obbligo, che aumenta negli anni. Nel 2013, i dati dell'Unione Petrolifera indicano l'immissione in consumo di circa 214 milioni di Gcal di gasolio e di circa 83 milioni di Gcal di benzina. Tali volumi hanno dato origine a un obbligo di immissione in consumo di biocarburanti che per il 2014 è di circa 13 milioni di Gcal. In un singolo anno, la domanda di certificati è rigida sino al raggiungimento della soglia di tolleranza, oltre la quale il soggetto obbligato può scegliere di rimandare l'assolvimento di una parte del suo obbligo all'anno successivo. Per il periodo 2014-2016, tale soglia è del 25%. Il soggetto obbligato sarà quindi disposto a pagare i CIC sino a un prezzo massimo (cap) che corrisponde al costo della sanzione (60 €/Gcal) fino alla copertura di almeno il 75% della propria quota d'obbligo. Oltre tale livello, il valore di mercato dei CIC sarà influenzato da considerazioni circa il costo-opportunità di rimandare l'assolvimento di parte dell'obbligo all'anno successivo.

Tale decisione dipenderà principalmente dal differenziale tra prezzi correnti e prezzi attesi nell'anno successivo per i CIC. Si noti che, se il mercato dei CIC diventasse particolarmente corto e i distributori si trovassero a fronteggiare crescenti quote d'inadempimento, il *cap* al valore del CIC potrebbe salire fino al livello della sanzione massima, ossia 90 €/Gcal

La struttura dell'offerta

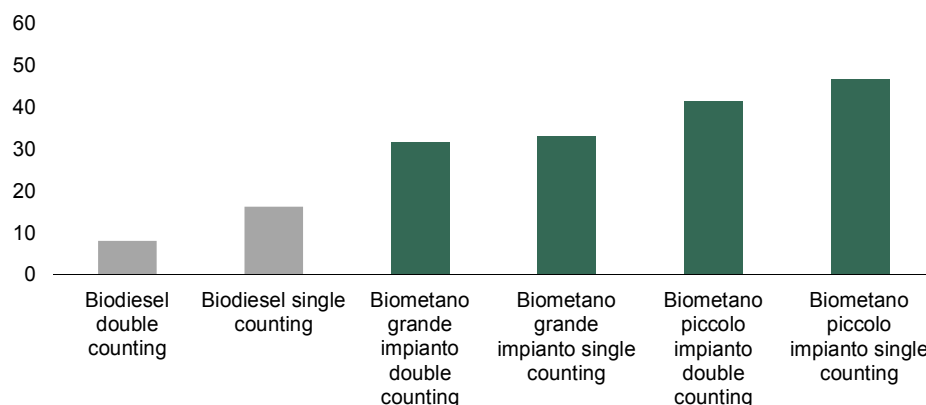
L'offerta di CIC è determinata dall'immissione in consumo di biocarburanti. Nel 2013, su un totale di circa 12.5 milioni di Gcal di biocarburanti immessi in consumo, la quota ampiamente prevalente riguardava il biodiesel (94%), seguito dal bioETBE⁹ (5.8%) e, con valori appena significativi, dal bioetanolo (0.2%)¹⁰. Per quanto riguarda il biometano, le stime sul potenziale d'immissione in consumo in Italia vanno dai 5.1 Gm³ stimati da Snam Rete Gas al 2024¹¹ agli 8 Gm³ stimati dal Consorzio Italiano Biogas al 2030 (*Newsletter* 173).

Il merit order sulla base del costo-opportunità

La produzione di biocombustibili biometano e di biodiesel (il principale *competitor* tra i biocarburanti già affermati) richiede l'utilizzo di materie prime che possono avere impieghi alternativi, anch'essi incentivati, come la produzione di energia elettrica. Una prima analisi del valore di equilibrio dei CIC può essere fatta quindi proprio a partire dal costo opportunità degli impieghi alternativi incentivati e dal relativo *merit order*. Per il biometano, la migliore alternativa risulta essere l'immissione in rete per usi termici, per la quale è prevista una *feed in tariff* di 57 €/MWh. Per il biodiesel, non essendo incentivato l'utilizzo termico, si è assunto che l'alternativa più vantaggiosa all'uso per autotrazione sia la produzione di energia elettrica da bioliquidi, che beneficia delle tariffe ex DM 6 luglio 2012¹². Il livello delle barre in **Figura 3** indica il valore del CIC che rende la remunerazione complessiva del produttore di biocarburante per autotrazione equivalente a quella che egli otterrebbe se destinasse la materia prima al miglior utilizzo alternativo. Tale valore oscilla tra 8 e 16 €/Gcal per i produttori di biodiesel e tra 31 e 46 €/Gcal per i produttori di biometano. Nel costruire il *merit order* non si è tenuto conto delle rigidità che potrebbero ostacolare il cambio di destinazione d'uso delle materie prime¹³.

L'esercizio mostra che i produttori di biodiesel si collocano prima dei produttori di biometano nel *merit order*, essendo quindi disposti a incorporare nella remunerazione del biocarburante valori del CIC più bassi rispetto ai produttori di biometano.

Figura 3. Merit order delle offerte di CIC (€/Gcal)



Fonte: elaborazione REF-E

⁹ Bioetilterbutiletere, è prodotto a partire da etanolo di origine agricola ed è utilizzato come additivo della benzina.

¹⁰ Dati GSE, rapporto Energia da fonti rinnovabili in Italia – 2013.

¹¹ Snam Rete Gas, Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto di gas naturale 2015-2024.

¹² Decreto Ministero dello Sviluppo Economico 6 luglio 2012 Attuazione dell'art. 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici, pubblicato nel S.O n. 143 alla Gazzetta Ufficiale n. 159 del 10 luglio 2012.

¹³ Le rigidità potrebbero essere di tipo regolatorio, tecnico e contrattuale. Per quanto riguarda i produttori di biometano, per esempio, essi possono cambiare modalità di incentivazione (e quindi passare a un utilizzo alternativo del gas rinnovabile) soltanto tre volte nell'arco dei 20 anni di durata dell'incentivazione.

Le quantità offerte

L'analisi delle quantità offerte dalle diverse tipologie di produttori, non inclusa nell'esercizio, imporrebbe di prendere in considerazione una pluralità di fattori: la disponibilità di materie prime (di produzione nazionale o di importazione dall'estero), la disponibilità di capacità di raffinazione e i limiti tecnici alla miscelazione dei biocarburanti con i carburanti. In particolare, il raggiungimento del limite tecnico di miscelazione del biodiesel con il gasolio (7%), insieme all'innalzamento della quota d'obbligo, potrebbero aprire nuovi spazi di mercato per il biometano. Ulteriori spinte in questo senso potrebbero derivare dall'introduzione, dal 2018, di un obbligo minimo di immissione di "biocarburanti avanzati", di cui fa parte il biometano ottenuto da rifiuti e sottoprodotti.

L'incontro tra domanda e offerta

Il rapporto tra domanda e offerta di CIC si riflette sui rapporti di forza tra produttori e distributori e quindi sulla ripartizione dell'incentivo tra le 2 parti. In un contesto di scarsità di titoli, a esempio, il produttore potrebbe arrivare a imporre un prezzo di cessione del biocarburante che incorpora per intero la rendita che deriva al distributore dalla valorizzazione del CIC a mercato. All'aumentare dell'offerta di CIC, il produttore potrebbe essere, invece, costretto a ridurre il prezzo di vendita e a cedere quote crescenti della rendita al distributore.

Prestazione energetica in edilizia: DM Requisiti Minimi ai nastri di partenza

La nuova disciplina prevede un approccio più organico per il calcolo della prestazione energetica in edilizia e specifica i requisiti di un near-zero energy building. Il miglioramento della performance del parco edifici dipenderà dal tasso di ristrutturazione degli edifici esistenti. Il confronto tra nuovi e vecchi criteri prestazionali, anche se limitativo, può risultare utile per valutare quanto le nuove norme possano incidere nella spinta all'efficienza energetica.

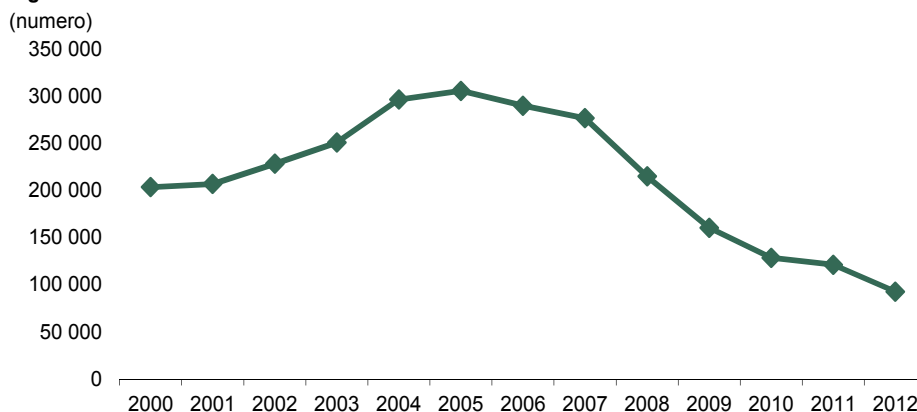
Dal 1 luglio 2015 entreranno in vigore i nuovi requisiti minimi in materia di prestazioni energetiche degli edifici, basati su una nuova metodologia di calcolo delle prestazioni e dell'utilizzo delle fonti rinnovabili. La norma di riferimento è un decreto ministeriale ormai prossimo alla pubblicazione, il cosiddetto DM Requisiti Minimi¹ che costituisce l'ultimo passaggio attuativo della disciplina europea sulla materia. Oltre ai livelli minimi di *performance*, il DM definisce in modo preciso il concetto di "edificio a energia quasi zero" (*near-zero energy building*, nZEB).

Il mercato di riferimento: gli edifici in Italia

Gli edifici censiti da Istat nel 2011 ammontano, nel complesso, a circa 14.5 milioni². Circa l'85% del suddetto *stock* è destinato (interamente o prevalentemente) a uso residenziale.

L'incremento annuo del parco, rispetto al 2001, è pari a circa 1.3% (dato medio). Tuttavia, il peso delle nuove costruzioni, su cui si applicano i requisiti più stringenti descritti nel seguito dell'articolo, ha subito negli ultimi anni una costante diminuzione. In effetti, i dati sui permessi di costruire mostrano una discesa del 70% rispetto ai picchi di richieste registrati a metà del decennio scorso (Figura 1)³.

Figura 1. Permessi di costruire



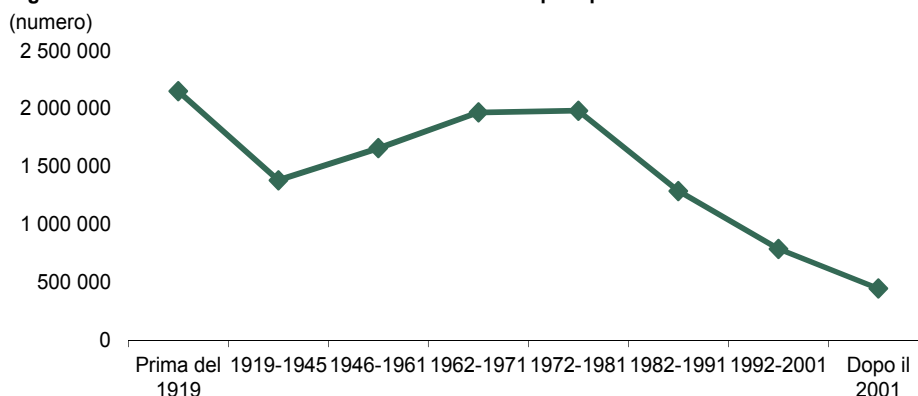
Fonte: ANCE (elaborazione su dati ISTAT)

I requisiti minimi di prestazione energetica si applicano anche agli interventi di ristrutturazione. In proposito, la descrizione del parco per epoca di costruzione può fornire indicazioni utili sulla "domanda potenziale di ristrutturazione" cui si applicheranno, a partire da luglio, nuovi *standard* di prestazione energetica (Figura 2): i dati mostrano che circa il 90% degli edifici è stato costruito prima del 1991, ossia prima che entrassero in vigore le prime norme sulle prestazioni energetiche.

¹ L'articolo si basa sulla bozza del 3 marzo 2015 del decreto ministeriale, elaborata dal Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti.

² Istat 2014, *Edifici e Abitazioni*. Il dato include gli edifici non utilizzati, che rappresentano circa il 5% del totale.

³ ANCE 2013, *Osservatorio Congiunturale sull'Industria delle costruzioni*. Si noti che il dato sui permessi di costruire si riferisce sia ai nuovi edifici, sia agli ampliamenti di quelli esistenti. Inoltre, i permessi si riferiscono a progetti non necessariamente portati a termine.

Figura 2. Stock di edifici residenziali esistenti al 2009 per epoca di costruzione

Fonte: CRESME (elaborazioni su dati ISTAT)

I dati sulle ristrutturazioni effettuate nell'ultimo decennio indicano che queste hanno interessato in media, circa 1.5 milioni di abitazioni per anno, su uno stock di circa 30 milioni di abitazioni⁴. La quota sarebbe sensibilmente più alta di quella media UE, stimata attorno al 1%⁵.

Cosa cambia con la nuova normativa

Principi ispiratori

In coerenza con quanto deciso a livello europeo e recepito nel nostro ordinamento⁶, la nuova disciplina mira a definire una metodologia in grado di fare una valutazione organica della prestazione energetica degli edifici, quindi comprendendo oltre alle sue caratteristiche termiche, le condizioni esterne a cui l'edificio è soggetto e i vari servizi energetici forniti all'edificio stesso, ossia la climatizzazione invernale ed estiva, l'impiego di energia rinnovabile, gli elementi passivi di riscaldamento e raffrescamento, la produzione di acqua calda sanitaria (ACS), l'illuminazione e la ventilazione. In altre parole, la prestazione energetica è valutata considerando tutto il sistema edificio-impianto, superando così l'esistente approccio basato sul rispetto di limiti assoluti relativi a singoli elementi dello stesso. Per tenere in adeguata considerazione l'apporto di tutti i servizi energetici collegati all'edificio, il calcolo della prestazione non può più limitarsi a considerare il periodo di riscaldamento, ma viene effettuato su base annuale.

Un altro pilastro della nuova disciplina è un principio di flessibilità, secondo cui il rispetto dei requisiti si basa sulla ricerca di un equilibrio tra la massimizzazione delle prestazioni energetiche e la minimizzazione dei costi per ottenere tali prestazioni, in considerazione dell'intero ciclo di vita economico dell'edificio.

Due fasi di attuazione

I nuovi requisiti minimi prevedono una certa gradualità nell'applicazione, andando a distinguere due fasi. Nella prima⁷ i nuovi parametri limite si applicheranno a tutti i sistemi edificio-impianto indipendentemente dal fatto che siano privati o pubblici. La seconda, per la quale sono definiti limiti più stringenti, prevede una partenza anticipata per gli edifici pubblici (dal 2019), rispetto a quelli privati (dal 2021).

Questa suddivisione temporale è coerente con quanto indicato dalla Direttiva EPBD recast a proposito di "edifici a energia quasi zero". Infatti la legislazione vigente prevede che

⁴ Il dato è stimato da Camera dei Deputati 2013, *Il recupero e la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio: una stima dell'impatto delle misure di incentivazione*, escludendo gli interventi di ristrutturazione realizzati per mere finalità estetiche.

⁵ Opening speech of Commissioner Canete at the Heating and Cooling Conference, Bruxelles 26-27 febbraio 2015.

⁶ Direttiva 2010/31/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 maggio 2010 sulla prestazione energetica nell'edilizia (cd. "EPBD recast"). Decreto Legge 4 giugno 2013, n. 63, *Disposizioni urgenti per il recepimento della Direttiva 2010/31/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 maggio 2010, sulla prestazione energetica nell'edilizia per la definizione delle procedure d'infrazione avviate dalla Commissione europea, nonché altre disposizioni in materia di coesione sociale* (GU n.130 del 5/6/2013) convertito con modificazioni dalla Legge 3 agosto 2013, n. 90 (in G.U. 03/08/2013, n. 181). La Legge ha apportato modifiche e integrazioni al Decreto Legislativo 19 agosto 2005, n. 192, *Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia* (GU n.222 del 23/9/2005 - Suppl. Ordinario n. 158) e ss. mm..

⁷ La prima fase prende avvio il 1 luglio 2015.

successivamente al 31 dicembre 2018, gli edifici pubblici di nuova costruzione debbano essere edifici a energia quasi zero, obbligo che a partire dal 1 gennaio 2021 sarà esteso a tutti gli edifici di nuova costruzione.

Edifici a energia quasi zero

Nel decreto in esame vengono finalmente specificati i parametri per definire un edificio nZEB, dando contenuto a un concetto fino a oggi astratto che faceva riferimento a un generico edificio ad altissima prestazione energetica, con fabbisogno energetico molto basso o quasi nullo, la cui copertura sarebbe dovuta avvenire in misura significativa attraverso energia da fonti rinnovabili prodotta in situ. Sono quindi definiti come “edifici a energia quasi zero” tutti gli edifici, nuovi o esistenti, che rispettino contemporaneamente:

- requisiti minimi previsti per gli edifici di nuova costruzione o soggetti a ristrutturazioni importanti di primo livello (si veda il seguito dell'articolo) vigenti nella seconda fase di attuazione del decreto
- gli obblighi minimi di integrazione delle fonti rinnovabili stabiliti dal Dlgs 28/2011⁸.

Tipi di interventi disciplinati dal DM

Il DM dettaglia, in modo differente rispetto a quanto in vigore fino a oggi⁹, cosa si intende per nuove costruzioni e ristrutturazioni di edifici esistenti, ai fini dell'applicazione di differenti requisiti e prescrizioni.

- Edifici di nuova costruzione¹⁰, a cui sono assimilati anche gli edifici sottoposti a demolizione e ricostruzione e quelli soggetti ad ampliamento¹¹.
- Ristrutturazione di primo livello, ossia una ristrutturazione di più del 50% della superficie disperdente lorda dell'edificio¹² e anche dell'impianto termico per la climatizzazione invernale e/o estiva.
- Ristrutturazione di secondo livello, ossia una ristrutturazione di più del 25% della superficie disperdente lorda dell'involucro edilizio ed eventualmente anche dell'impianto termico per la climatizzazione invernale e/o estiva.
- Riqualificazione energetica, ossia interventi che interessano meno del 25% della superficie disperdente lorda dell'involucro edilizio e/o che coinvolgono gli impianti termici.

Per le prime due tipologie di intervento i requisiti di prestazione energetica si applicano a tutto l'edificio¹³ e la metodologia di valutazione implica l'utilizzo di un nuovo concetto ossia “l'edificio di riferimento” in linea con il principio di valutazione organica delle prestazioni energetiche. Per le ristrutturazioni minori la performance viene valutata mediante il rispetto di parametri specifici relativi ai singoli elementi oggetto di intervento, in continuità con il metodo di valutazione utilizzato fino a oggi. Tuttavia rispetto al passato, anche per questo tipo di interventi la gamma dei servizi energetici per i quali è definito un valore limite si è ampliata, comprendendo tutti i servizi già elencati.

⁸ Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28, *Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE* (GU n.71 del 28/3/2011 - Suppl. Ordinario n. 81). L'Allegato 3 definisce gli obblighi di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici nuovi o in “edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti” come segue:

- copertura da FER del 50% dei consumi di ACS
- copertura da FER della somma dei consumi per ACS, riscaldamento e raffrescamento con percentuali crescenti fino al 50% dal 2017
- potenza elettrica da rinnovabili variabile in base alla superficie dell'edificio e moltiplicata per un coefficiente che aumenta in tre scaglioni con valore massimo dal 2017.

⁹ Decreto del Presidente della Repubblica 2 aprile 2009, n. 59: “Regolamento di attuazione dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e b), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, concernente attuazione della direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia” (G.U. n. 132 del 10/6/2009). Il grado di applicabilità dei requisiti minimi prestazionali, definiti nel suddetto DPR e fino a oggi validi, varia a seconda dell'intervento. Le ristrutturazioni di edifici esistenti sono distinte in base all'ampiezza della superficie e fra esse rientrano anche le manutenzioni straordinarie sull'involucro, la nuova installazione di impianti termici o ristrutturazione degli stessi e la sostituzione di generatori di calore.

¹⁰ Per nuova costruzione si intende l'edificio il cui titolo abilitativo sia stato richiesto a partire dal 1 luglio 2015.

¹¹ L'ampliamento è assimilabile alla nuova costruzione se il nuovo volume lordo climatizzato è superiore al 15% di quello esistente o comunque superiore a 500 m³.

¹² Per superficie disperdente lorda si intende la superficie che delimita volume riscaldato verso l'esterno o verso ambienti non dotati di impianti di climatizzazione.

¹³ In realtà occorre fare un distinguo per gli ampliamenti, per i quali la verifica non si riferisce all'intero edificio.

Valutazione a 360° della prestazione energetica degli edifici

Prestazione delle nuove costruzioni

La valutazione della prestazione energetica di un edificio cambia in modo sostanziale. Infatti mentre fino a oggi la valutazione si è basata sul rispetto di valori limite prestazionali riferiti al singolo elemento architettonico o impiantistico¹⁴, a partire da luglio, la *performance* degli edifici di nuova costruzione e delle ristrutturazioni di primo livello verrà valutata in modo organico. In particolare si andrà a:

- considerare le caratteristiche termiche dell'edificio (capacità termica, isolamento, ecc.) e tutti i servizi energetici
- tener conto del contributo delle fonti rinnovabili prodotte in situ
- utilizzare una misura di sintesi della prestazione energetica dell'intero sistema edificio-impianto in grado di garantire flessibilità nel rispetto del *target*.

Questi principi nel concreto si traducono in una nuova metodologia di calcolo della prestazione energetica minima degli edifici¹⁵ che terrà conto di tutti i servizi energetici. Come grandezza di riferimento viene adottato il fabbisogno energetico annuale globale in energia primaria per singolo servizio energetico, calcolato come somma dei diversi valori mensili. L'inclusione nel bilancio energetico del contributo delle fonti rinnovabili avviene attraverso la compensazione tra i fabbisogni energetici e l'energia da fonte rinnovabile prodotta entro i confini del sistema edificio-impianto di cui si vuol calcolare la prestazione energetica¹⁶.

Edificio di riferimento

Funzionale al calcolo di questa misura prestazionale è l'impiego del concetto di "edificio di riferimento", ossia un edificio con:

- caratteristiche identiche all'edificio di progetto o esistente in termini di geometria (sagoma, volumi, superficie calpestabile, superfici degli elementi costruttivi e dei componenti), orientamento, ubicazione territoriale, destinazione d'uso e situazione al contorno
- caratteristiche termiche conformi a quanto indicato dal decreto¹⁷ relativamente a parametri limite concernenti il fabbricato¹⁸, gli impianti tecnici¹⁹, e i servizi di illuminazione e ventilazione
- impianti di produzione di energia identici a quelli dell'edificio reale.

In sostanza verrà calcolato il valore di energia primaria dell'edificio di riferimento, strettamente dipendente dalle caratteristiche dell'edificio reale, e questo costituirà il valore limite che l'edificio reale stesso dovrà rispettare. In tal modo si garantisce una flessibilità nelle scelte architettoniche ed impiantistiche legata al fatto che non si devono più rispettare limiti riferiti a singoli elementi.

¹⁴ Gli indici per i quali sono prescritti limiti prestazionali sono:

- indice di prestazione energetica per la climatizzazione invernale
- prestazione energetica per il raffrescamento estivo dell'involucro edilizio
- valori massimi di trasmittanza termica, applicati ai soli interventi di ristrutturazione o manutenzione straordinaria
- rendimento globale medio stagionale dell'impianto termico

¹⁵ L'utilizzo della suddetta metodologia di calcolo della prestazione energetica ha richiesto l'adattamento della norma tecnica nazionale UNI/TS 11300, che a oggi è suddivisa in quattro parti. Le parti 1 e 2, già richiamate nella precedente disciplina ma la cui ultima versione è entrata in vigore lo scorso ottobre, riguardano la determinazione del fabbisogno termico dell'edificio e del fabbisogno di energia primaria per la climatizzazione invernale, la produzione di ACS, la ventilazione e l'illuminazione in edifici non residenziali. Invece, le parti 3 (in corso di revisione) e 4 (aggiornata nel 2012) concernono, rispettivamente, la determinazione del fabbisogno di energia primaria per la climatizzazione estiva e l'utilizzo di energie rinnovabili per la climatizzazione invernale e per la produzione di ACS. Per quanto riguarda i requisiti energetici per l'illuminazione il riferimento è la norma UNI EN 15193.

¹⁶ Tali contributi saranno considerati solo se si riferiranno al medesimo vettore energetico (per esempio elettricità con elettricità o energia termica con energia termica) e fino a copertura totale del relativo fabbisogno energetico mensile.

¹⁷ Per tutti i dati di *input* diversi da quelli elencati dovranno essere utilizzati i valori dell'edificio reale.

¹⁸ Per quanto riguarda i parametri relativi al fabbricato sono indicati i valori massimi ammissibili di trasmittanza termica delle strutture verticali e orizzontali, opache e trasparenti, differenziata per zona climatica e fase di applicazione del decreto.

¹⁹ Per i parametri relativi agli impianti tecnici sono fornite le efficienze medie dei sottosistemi di utilizzazione per i servizi di climatizzazione invernale, climatizzazione estiva e produzione di ACS e le efficienze medie dei sottosistemi di generazione per la produzione di energia termica per i servizi di climatizzazione invernale, climatizzazione estiva, produzione di ACS e per la produzione di energia elettrica in situ.

Confronto tra vecchi e nuovi requisiti: quanto più restrittivi?

Per fare una prima valutazione di quanto i nuovi parametri minimi possano incidere sulla strada dell'efficienza energetica, può essere operato un paragone. Anche se per quanto detto finora risulta limitativo concentrarsi su dei requisiti prestazionali riferiti a singoli elementi architettonici o impiantistici, a titolo esemplificativo si possono confrontare i valori limite della trasmittanza termica²⁰ delle strutture opache verticali, ossia i muri, e delle strutture opache orizzontali o inclinate di copertura, ad esempio i tetti, definiti dalle normative a oggi vigenti e quelli di prossima entrata in vigore.

- Nuovi requisiti minimi in materia di prestazione energetica degli edifici ed in vigore dal 1 luglio 2015 e dal 1 gennaio 2021²¹, distinti tra edifici di nuova costruzione o ristrutturazioni di primo livello e ristrutturazioni di secondo livello o riqualificazioni energetiche.
- Attuali requisiti²² minimi in materia prestazione energetica degli edifici, validi a partire dal 2010.
- Requisiti²³ per l'accesso ai meccanismi di detrazione fiscale per la riqualificazione energetica degli edifici esistenti (65%) relativi gli interventi sull'involucro dell'edificio in vigore dal 2010.

I nuovi parametri di trasmittanza, per gli elementi architettonici considerati, rispetto alle norme vigenti in tema di prestazione energetica, sono mediamente inferiori del 11% con riguardo ai limiti dal 2015 e del 19% relativamente ai valori fissati a partire dal 2021 (**Tabelle 1 e 2**). Guardando invece ai valori massimi definiti per l'accesso alle detrazioni del 65%, la situazione cambia. Ad esempio in zona E i nuovi limiti in vigore dal 2015 al 2020 sono più alti rispetto a quelli delle detrazioni sia nel caso di edifici di nuova costruzione sia per le ristrutturazioni minori. Invece con orizzonte 2021, il valore d'obbligo per le nuove costruzioni diviene più stringente rispetto a quello attuale per le detrazioni, ma rimane più alto o uguale in caso di ristrutturazioni minori.

Dato questo quadro, le detrazioni continuano ad avere una loro ragion d'essere come spinta all'efficienza energetica, anche se lascia perplessi il fatto che i valori per le nuove costruzioni saranno meno stringenti rispetto a quelli per le riqualificazioni energetiche ammesse agli sgravi. Tuttavia, visto che i limiti per l'accesso alla detrazione sono stati fissati nel 2010, ci si chiede se non si è stati troppo timidi nel fissare i nuovi requisiti minimi. Infatti, ammesso che a oggi i parametri in vigore dal 2015 possano ancora essere adeguati in termini di contributo al risparmio sui consumi energetici, sorge il dubbio che continuino a esserlo fino al 2021.

Si può effettuare un analogo confronto prendendo a riferimento i rendimenti minimi degli impianti. Installando oggi una caldaia a gas da 25 kW, questa deve avere un rendimento medio stagionale almeno pari al 79%, invece da luglio l'efficienza media non potrà essere inferiore al 95%. A prima vista il miglioramento sembra notevole, tuttavia non si può non tenere conto del fatto che sulla fissazione di tale limite ha sicuramente pesato l'obbligo gravante sui produttori di caldaie che dal prossimo settembre non potranno più (salvo eccezioni) immettere sul mercato modelli non a condensazione.

²⁰ La trasmittanza termica, definita come la quantità di calore scambiato da un materiale per unità di superficie e unità di differenza di temperatura (espressa in W/m^2K), è usata per misurare il calore disperso dagli elementi costituenti l'involucro edilizio di un edificio.

²¹ Per gli edifici pubblici dal 2019.

²² Allegato C D.lgs. 192/2005 e ss. mm..

²³ Decreto 26 gennaio 2010 del Ministero dello Sviluppo Economico: "Aggiornamento del decreto 11 marzo 2008 in materia di riqualificazione energetica degli edifici" (G.U. n. 35 del 12/2/2010).

Tabella 1. Valori limite della trasmittanza termica delle strutture opache verticali
(W/m²K)

		Detrazioni fiscali 65%	Requisiti attuali	DM Requisiti Minimi			
		Dal 1/1/2010	Dal 1/1/2010	Dal 1/7/2015		Dal 1/1/2021	
		Riqualificaz. energetica edifici esistenti	Ristrutturaz. edifici esistenti	Nuova costruzione o ristrutturaz. di 1° livello*	Ristrutturaz. di 2° livello o riqualificaz. energetiche	Nuova costruzione o ristrutturaz. di 1° livello*	Ristrutturaz. di 2° livello o riqualificaz. energetiche
Zona climatica	A	0.54	0.62	0.45	0.45	0.43	0.40
	B	0.41	0.48	0.45	0.45	0.43	0.40
	C	0.34	0.40	0.38	0.40	0.34	0.36
	D	0.29	0.36	0.34	0.36	0.29	0.32
	E	0.27	0.34	0.30	0.30	0.26	0.28
	F	0.26	0.33	0.28	0.28	0.24	0.26

* Dati di *input* per calcolo su edificio di riferimento

Fonte: DM 26 gennaio 2010; Dlgs 192/2005; DM requisiti minimi

Tabella 2. Valori limite della trasmittanza termica delle strutture opache orizzontali o inclinate di copertura
(W/m²K)

		Detrazioni fiscali 65%	Requisiti attuali	DM Requisiti Minimi			
		Dal 1/1/2010	Dal 1/1/2010	Dal 1/7/2015		Dal 1/1/2021	
		Riqualificaz. energetica edifici esistenti	Ristrutturaz. edifici esistenti	Nuova costruzione o ristrutturaz. di 1° livello*	Ristrutturaz. di 2° livello o riqualificaz. energetiche	Nuova costruzione o ristrutturaz. di 1° livello*	Ristrutturaz. di 2° livello o riqualificaz. energetiche
Zona climatica	A	0.32	0.38	0.38	0.34	0.35	0.32
	B	0.32	0.38	0.38	0.34	0.35	0.32
	C	0.32	0.38	0.36	0.34	0.33	0.32
	D	0.26	0.32	0.30	0.28	0.26	0.26
	E	0.24	0.30	0.25	0.26	0.22	0.24
	F	0.23	0.29	0.23	0.24	0.20	0.22

* Dati di *input* per calcolo su edificio di riferimento

Fonte: DM 26 gennaio 2010; Dlgs 192/2005; DM requisiti minimi

IMPRESE E ISTITUZIONI

Il DEF 2015 e il riordino delle proposte di riforma della fiscalità energetica

Con il DEF 2015 il Governo riprende le riforme sulla fiscalità energetica, che erano state accantonate alla luce della difficoltà di trovare un accordo a livello comunitario sul testo della nuova direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità. L'opportunità, prevista a livello comunitario, di ridare competitività all'industria pesante nazionale, gravata dall'onere della CO2, attraverso la revisione del sistema di accise rischia di scontrarsi con l'introduzione di una carbon tax. Gli obiettivi di maggiore semplicità e trasparenza e di una scelta più mirata dei beneficiari di eventuali agevolazioni fiscali potrebbero portare a redistribuzioni tra Regioni e i diversi tipi di consumatori.

Il Governo è recentemente intervenuto a riordinare le proposte di riforma nell'ambito della fiscalità energetica (DEF 2015¹). I processi avviati in ambito nazionale nel corso degli anni passati in particolare riguardavano:

- la revisione delle accise in favore delle imprese a elevato consumo di energia
- l'introduzione della *carbon tax*
- più in generale, il riordino del sistema di tassazione e di agevolazione fiscale.

Gli interventi erano strettamente intrecciati con il processo di revisione della direttiva 2003/96/CE² sulla tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità; l'allungarsi dei tempi di discussione a livello comunitario (la bozza della nuova direttiva era stata pubblicata nel 2011)³ aveva quindi portato ad allungare i tempi di definizione e implementazione delle riforme a livello nazionale, finché la scelta della nuova Commissione Europea, lo scorso dicembre, di abbandonare definitivamente la proposta in discussione (*Newsletter 186*) ha cambiato il quadro in cui si muovono gli interventi del Governo italiano.

La pubblicazione del DEF rappresenta quindi l'occasione per fare il punto sui processi di riforma della tassazione dei prodotti energetici in discussione in Italia.

Agevolazioni per le imprese energivore

Possibilità prevista dalla direttiva UE

La modulazione delle accise, finalizzata al sostegno delle imprese a elevato consumo di energia, è una possibilità prevista dalla direttiva 2003/96/CE. L'Italia ha avviato un processo di riforma in questo senso con il DI 83/2012⁴, che ha contestualmente lanciato la riforma degli oneri generali di sistema (componenti A del prezzo dell'energia elettrica).

Definiti i possibili beneficiari

Ai fini della ridefinizione delle accise (DM 5 aprile 2013), le imprese devono essere caratterizzate da un consumo di energia di almeno 2.4 GWh annui e da un'incidenza del costo dell'energia sul fatturato di almeno il 3%. Queste condizioni differiscono almeno in parte da quelle fissate da decreto ai fini delle agevolazioni sugli oneri generali di sistema (*Newsletter 165*), in particolare per quanto riguarda la soglia minima di incidenza del costo dell'energia sul fatturato (2% nel caso degli oneri di sistema).

La scelta del legislatore italiano di non adottare il concetto generale stabilito dalla direttiva di incidenza del costo dell'energia sul valore produttivo, ma di adottare l'incidenza calcolata sul fatturato, rientra tra le facoltà lasciate agli Stati dalla disciplina comunitaria, come tra l'altro ribadito da una sentenza del TAR Lombardia⁵. Tuttavia, il riferimento al fatturato potrebbe causare distorsioni nella valutazione dell'effettiva incidenza del costo dell'energia sull'attività di impresa, ad esempio in presenza di scambi infragruppo.

¹ Documento di Economia e Finanza, sezione 3, "Programma nazionale di riforma", pubblicato il 10 aprile 2015.

² Direttiva 2003/96/CE del Consiglio del 27 ottobre 2003, che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità, pubblicata nella GU L283 del 31 ottobre 2003.

³ Comunicazione della Commissione Europea COM(2011) 169 del 13 aprile 2011.

⁴ Decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, Misure urgenti per la crescita del Paese, pubblicato in GU n. 147 del 26 giugno 2012 e convertito con modificazioni dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, pubblicata in GU n. 187 dell'11 agosto 2012.

⁵ Sentenza del TAR Lombardia n. 3094/2014.

Riforma accantonata in attesa della definizione del framework europeo

Se il processo di revisione degli oneri generali di sistema è proseguito, fino all'implementazione delle nuove regole dal secondo semestre 2013, dopo la pubblicazione del DM 5 aprile 2013 il processo di revisione delle accise sembrava essersi arenato, probabilmente nell'attesa dell'approvazione della nuova direttiva europea sulla tassazione dei prodotti energetici, che avrebbe potuto modificare il quadro da cui discendeva la legittimazione dell'intervento. Con il DEF il Governo sembra però voler riprendere il processo di riforma delle accise a favore degli energivori.

Stessi criteri della riforma delle componenti A?

Il DEF non fornisce dettagli sulla riforma, ma l'implementazione della revisione degli oneri generali di sistema nel frattempo realizzata potrebbe fornire alcuni spunti. Se le due riforme si baseranno su criteri analoghi, anche nel caso delle accise le agevolazioni potrebbero essere limitate alle sole imprese manifatturiere, come previsto nel caso degli oneri generali di sistema attraverso atti di indirizzo del MiSE successivi al DM 5 aprile 2013. D'altra parte è la stessa direttiva a consentire agli Stati di inserire limitazioni di processo o di settore nella scelta dei beneficiari della rimodulazione delle accise. Tuttavia, l'introduzione di limitazioni di settore nella riforma degli oneri generali di sistema ha già portato alla presentazione di numerosi ricorsi a oggi pendenti davanti alla giustizia amministrativa da parte di imprese dei settori della comunicazione e dei trasporti, che leggono in questa scelta un intervento discriminatorio.

Carbon tax

Già prevista dalla legge delega fiscale

Nel frattempo, la legge delega fiscale 23/2014 ha avviato lo scorso anno il processo di revisione delle accise sui prodotti energetici e sull'elettricità ai fini dell'introduzione di una *carbon tax* nell'ordinamento italiano. Le accise avrebbero dovuto infatti essere ridefinite al fine di tenere conto del contenuto di carbonio e delle emissioni di ossido di azoto e di zolfo dei prodotti, analogamente a quanto allora previsto dalla bozza della nuova direttiva sulla tassazione. L'obiettivo esplicito era quello di orientare il mercato verso modi di consumo e produzione più sostenibili; per perseguire questo fine anche il maggior gettito derivante dalla *carbon tax* era stato destinato alla riduzione della tassazione sui redditi, in particolare quello da lavoro nei settori della *green economy*, oltre che allo sviluppo di tecnologie *low-carbon* e alla revisione del finanziamento dei sussidi alla produzione di energia da fonti rinnovabili, aprendo quindi alla possibilità di un trasferimento almeno parziale degli oneri di incentivazione delle rinnovabili dalla bolletta (in particolare elettrica, attraverso la componente A3) al sistema di fiscalità generale.

Senza nuova direttiva la disposizione della legge delega decade

La subordinazione della riforma al recepimento nell'ordinamento italiano della nuova direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici, come espressamente previsto dalla legge delega fiscale, ha reso tuttavia inapplicabile la norma successivamente all'accantonamento della bozza in discussione da parte della Commissione Europea.

Incoerenza con la riforma in favore degli energivori?

Attraverso il DEF, il Governo ha riaffermato la volontà di introdurre la *carbon tax* nel sistema italiano. Il fine è quello di riequilibrare il carico fiscale, riducendo il carico sul lavoro e sul reddito e aumentando la tassazione sui consumi, in particolare quelli dannosi per l'ambiente, perché comportano inquinamento o più in generale l'utilizzo di risorse naturali. Queste finalità potrebbero risultare contraddittorie rispetto a quelle della riforma delle accise, volta a sgravare le imprese energivore. Anche se non esplicitato dal Governo, gli ambiti di intervento dovrebbero tuttavia essere diversi.

Aiuti alle imprese già gravate dei costi della CO2

Le misure destinate agli energivori sono finalizzate a garantire la competitività di un comparto produttivo che già sostiene un onere ambientale attraverso il meccanismo di *emission trading* (ETS) europeo (sia costi diretti, per le imprese incluse tra i soggetti obbligati del meccanismo, per le emissioni eventualmente eccedenti l'assegnazione di quote gratuite, sia costi indiretti legati al trasferimento a valle del costo della CO2 da parte degli operatori termoelettrici). Questa opportunità, come visto in precedenza, è esplicitamente prevista dalla disciplina comunitaria, che teme la perdita di competitività dell'industria europea e quindi la rilocalizzazione delle emissioni in aree del mondo con minori vincoli ambientali, e si inserisce nella più generale possibilità accordata agli Stati, tra l'altro ancora non sfruttata dall'Italia, di

introdurre aiuti di Stato alle imprese che sostengono elevati costi indiretti della CO₂. D'altra parte lo sfruttamento da parte del Governo italiano delle opportunità previste dalla disciplina comunitaria evita anche che si creino situazioni di svantaggio competitivo dell'industria nazionale nei confronti degli altri Stati UE che hanno già adottato le misure di agevolazione consentite.

Carbon tax sui settori non ETS?

La *carbon tax* potrebbe invece trovare applicazione nei settori non inclusi nell'ETS, quali i trasporti e il riscaldamento. Le aliquote delle accise per ciascun carburante sono già differenziate a seconda degli usi (carburazione, riscaldamento, usi civili e usi industriali) e quindi l'introduzione della *carbon tax* in alcuni settori piuttosto che in altri non dovrebbe stravolgere l'impianto generale della tassazione. Tuttavia, l'introduzione della *carbon tax* sui carburanti per autotrazione (che sembra al momento l'ipotesi più probabile) incontra le resistenze del settore del trasporto su gomma, già segnato da un periodo congiunturale difficile, oltre che più in generale dell'opinione pubblica, dati i già elevati livelli di tassazione presenti sui consumi di carburante. D'altra parte, l'introduzione della *carbon tax* sui combustibili per riscaldamento andrebbe ad aggravare gli oneri sostenuti dalle famiglie in un periodo di crisi.

Nelle intenzioni del Governo la disciplina della *carbon tax* dovrebbe essere definita in tempi piuttosto rapidi (tra il 2015 e il 2016) grazie al lavoro di un Comitato *ad hoc*, per consentire l'implementazione delle misure nel corso del 2016. Proprio le resistenze a cui si è accennato, che già hanno fatto naufragare il progetto di una *carbon tax* europea, potrebbero tuttavia ostacolare il processo a livello nazionale.

Semplificazione e razionalizzazione Eliminazione addizionali sul gas

Al fine del riordino generale del sistema di fiscale, finalizzato a una maggiore semplicità e a una revisione di parte dei meccanismi di agevolazione vigenti, il DEF propone, tra l'altro, per quanto riguarda il gas naturale (e la benzina), di eliminare le addizionali locali incrementando contestualmente le aliquote delle accise, al fine di garantire parità di gettito rispetto ai livelli attuali. Un intervento analogo era stato effettuato a inizio 2012 nel settore elettrico⁶. Si tratterebbe quindi di un intervento finalizzato a una maggiore armonizzazione nella gestione della fiscalità tra settori.

Attualmente le addizionali sul gas naturale sono differenziate tra le regioni come illustrato in **Figura 1** e **Figura 2**⁷. In 5 regioni (oltre alla Sardegna) le addizionali sono azzerate sia nel settore civile, sia nel settore industriale. Nel settore civile, dove diverse da zero, le aliquote variano da un minimo di 0.5165 €/cent/mc a un massimo di 3.1 €/cent/mc (2.2 nella prima fascia di consumo). Nel settore industriale, dove la variabilità è minore, si va da un minimo di 0.5165 €/cent/mc a un massimo di 0.6249 €/cent/mc nella prima fascia di consumo e di 0.52 €/cent/mc nella seconda. La sostituzione delle addizionali locali con un incremento dell'accisa nazionale porterà quindi alla rimozione delle differenze del carico fiscale tra le regioni, penalizzando i consumatori di quelle che finora sono state le regioni più virtuose.

La completa centralizzazione del sistema fiscale nel settore del gas naturale dovrebbe comportare, come avviene nel caso dell'elettrico, il trasferimento di risorse dallo Stato centrale agli enti locali, al fine di compensare la perdita di gettito derivante dalla soppressione delle imposte locali. Non sono chiari tuttavia i criteri della ripartizione del gettito su base regionale.

Revisione di altre forme specifiche di incentivazione Riforma agevolazioni uso gasolio e GPL in aree montane

Il DEF propone di rimodulare l'agevolazione sull'accisa applicata al gasolio e al GPL utilizzati per il riscaldamento in aree montane, in un'ottica di maggiore semplicità ed equità. In particolare l'agevolazione è attualmente prevista nel caso di consumi realizzati in comuni compresi nella fascia climatica F (quella con temperature medie più basse), in province dove oltre il 70% dei comuni ricade nella fascia climatica F o in comuni o frazioni di comuni non metanizzati compresi nella fascia climatica E. L'agevolazione è anche prevista sui consumi di gasolio e GPL in Sardegna e nelle isole minori⁸, ma queste aree sembrerebbero escluse dall'intervento di riforma del Governo.

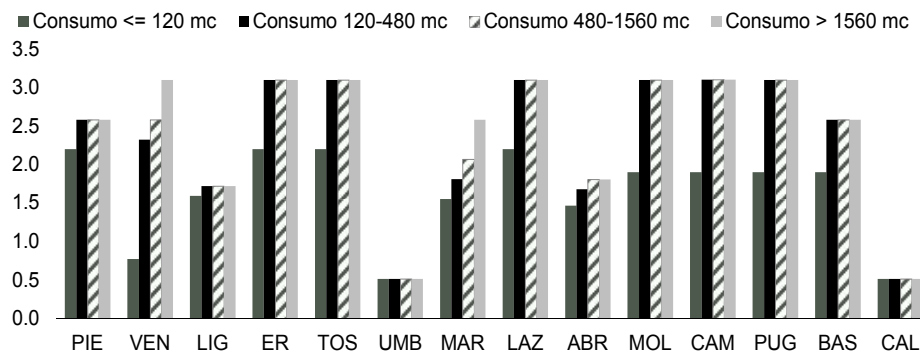
⁶ I decreti 31 dicembre 2011 del MiSE (Ministero dello Sviluppo Economico) avevano previsto la soppressione delle addizionali nelle Regioni a statuto ordinario, mentre, con procedura separata, si è provveduto alla soppressione anche nelle Regioni a statuto speciale.

⁷ In Liguria e Abruzzo sono ulteriormente differenziate per fascia climatica, mentre in Lazio sono applicate aliquote inferiori (per quanto riguarda la prima fascia di consumo a uso civile) nei territori ex Cassa del Mezzogiorno.

⁸ Legge 23 dicembre 1998, n. 448, come modificata dalla legge 23 dicembre 1999 n. 488.

Figura 1. Addizionali regionali sul gas naturale per uso civile*

(€cent/mc)

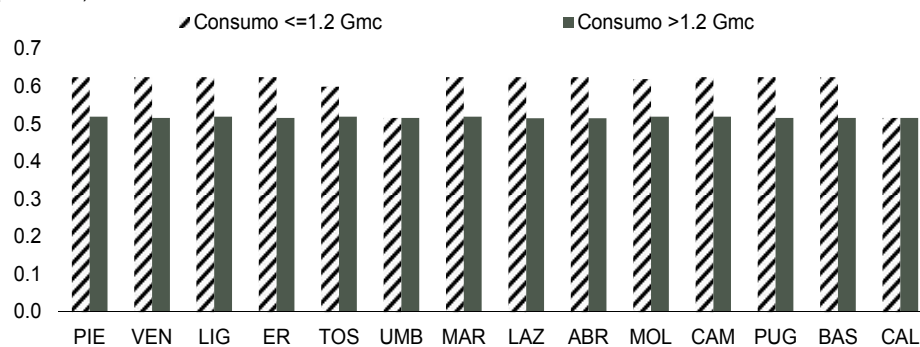


* In Valle d'Aosta, Trentino AA, Friuli VG, Lombardia e Sicilia l'addizionale è pari a zero

Fonte: AEEGSI

Figura 2. Addizionali regionali sul gas naturale per uso industriale*

(€cent/mc)



* In Valle d'Aosta, Trentino AA, Friuli VG, Lombardia e Sicilia l'addizionale è pari a zero

Fonte: AEEGSI

Maggiore selettività nell'individuazione dei beneficiari

Con la Legge di Stabilità 2015 il legislatore è già intervenuto in riduzione di tali agevolazioni, per un ammontare che non potrà superare complessivamente 11,605 milioni di euro a partire dal 2016, senza tuttavia modificare la struttura dell'incentivo "a pioggia" su tutti i consumi per riscaldamento. Nelle intenzioni espresse dal DEF sembra invece configurarsi la possibilità che le agevolazioni previste per le aree montane siano riformulate al fine di selezionare in modo più mirato i beneficiari e i criteri di attribuzione.

Se effettivamente adottato, questo criterio sarebbe allineato con i principi alla base anche della riforma delle accise (e degli oneri generali di sistema elettrico) a carico degli energivori. L'intenzione è quella di evitare sempre più il sostegno a soggetti scelti sulla base di criteri generici di volumi consumati (alla base dell'attuale sistema a scaglioni delle accise per usi industriali) o di localizzazione geografica (come nel caso delle agevolazioni sui combustibili per riscaldamento ai consumatori in aree montane), ma di adottare criteri che consentano l'individuazione dei soggetti che effettivamente si trovino in condizioni di svantaggio competitivo a causa del peso del costo dell'energia o di disagio economico. D'altra parte, il rischio derivante dalla scelta di criteri sempre più complessi è quello della presentazione di un gran numero di ricorsi, come in questi anni si è verificato in seguito alla riforma nei criteri di selezione dei beneficiari delle agevolazioni sugli oneri generali di sistema elettrico.

MERCATO ELETTRICO

Consultazione sugli sbilanciamenti: molte le incoerenze

Lasciare che i prezzi segnalino il valore delle risorse di bilanciamento o prediligere il contenuto incentivante della disciplina dello sbilanciamento? Nella ricerca del difficile equilibrio, tra i possibili effetti delle proposte delineate vi è quello di prezzi e segni non coerenti, una maggiore discrezionalità di Terna nella definizione dei prezzi e possibilità di arbitraggio tra mercato e sbilanciamento. Mentre l'assetto definitivo, e coerente con le regole europee, appare sempre più lontano.

A seguito del definitivo annullamento da parte del Consiglio di Stato degli interventi urgenti in tema di regolazione degli sbilanciamenti adottati tra il 2012 e il 2013 per contenere gli oneri di dispacciamento, a inizio mese l'Autorità ha avviato una consultazione degli operatori sul tema che si chiuderà il 10 maggio prossimo. Oggetto di questa consultazione non è però la riforma organica della regolazione degli sbilanciamenti che viene lasciata ancora in sospeso, ma solo l'introduzione di alcune misure temporanee volte a correggere quelle che l'Autorità considera le principali distorsioni del meccanismo attualmente in vigore. Il presente articolo riepiloga le ragioni degli interventi urgenti in tema di regolazione degli sbilanciamenti adottati in passato e dei loro successivi annullamenti, per poi descrivere e commentare le possibili soluzioni temporanee poste in consultazione dall'Autorità.

Le proposte dell'Autorità

Ripresi in parte gli interventi urgenti

Le proposte dell'Autorità riprendono in parte quanto già disposto tra il 2012 e il 2013 con gli interventi urgenti annullati dal TAR Lombardia e dal Consiglio di Stato (*Newsletter* 159, 167, 179 e 180). I cambiamenti riguardano sostanzialmente le modalità applicative delle alternative con l'aggiunta di una modifica della regola di *single pricing* prevista per la determinazione dei prezzi degli sbilanciamenti delle unità non abilitate su MSD.

L'esclusione della riserva secondaria

La prima proposta è l'esclusione della Riserva Secondaria dal calcolo dei prezzi degli sbilanciamenti. Per l'Autorità l'energia in sbilanciamento non avrebbe infatti particolari requisiti dinamici, laddove invece la Riserva Secondaria viene attivata automaticamente entro pochi minuti (200 secondi), anche nei casi in cui in una data macrozona gli sbilanciamenti positivi e negativi si compensano perfettamente, con un conseguente sbilanciamento aggregato macrozonale nullo. A supporto di questa proposta l'Autorità aggiunge inoltre che se fosse già stata implementata la segmentazione delle offerte sul Mercato di Bilanciamento (MB), prevista dalla proposta di riforma di MSD (*Newsletter* 176 e 179), anche la Riserva Terziaria Pronta (caratterizzata da un gradiente di 50 MW/minuto) sarebbe esclusa per ragioni analoghe.

L'esclusione delle movimentazioni indipendenti dallo sbilanciamento

La seconda proposta consiste nell'esclusione delle movimentazioni per Altri Servizi, indipendenti dallo sbilanciamento aggregato macrozonale, dal calcolo non soltanto dei prezzi degli sbilanciamenti, ma anche dei segni aggregati macrozonalmente stessi. A essere indipendenti dallo sbilanciamento aggregato macrozonale non sono soltanto le attivazioni di Riserva Secondaria, ma anche le attivazioni di altre risorse come ad esempio quelle relative alle unità essenziali funzionali a risolvere specifiche problematiche locali.

Due sono le modalità applicative proposte. La prima prevede che Terna si doti di un sistema di *accounting* attraverso cui venga indicato lo scopo di ogni movimentazione ordinata su MSD, secondo un criterio convenzionale, dato che la stessa movimentazione può risolvere contestualmente più problematiche di rete. La seconda prevede invece l'esclusione *tout court* della fase di programmazione di MSD dal calcolo dei segni dello sbilanciamento macrozonale. Le movimentazioni effettuate da Terna indipendentemente dallo sbilanciamento aggregato macrozonale avvengono principalmente nella fase di programmazione di MSD, mentre le risorse necessarie ai fini del bilanciamento del sistema vengono approvvigionate il più possibile nel tempo reale, in modo tale da ridurre al minimo gli eventuali errori di previsione. L'esclusione di tutte le movimentazioni attivate su MSD ex-ante potrebbe quindi rappresentare una ragionevole *proxy* dei risultati che si otterrebbero utilizzando un sistema di *accounting*. A supporto di tale affermazione l'Autorità mostra come, classificando secondo una logica di *accounting* tutte le movimentazioni di Terna su MSD ex-ante del 2014, quelle riferibili al bilanciamento del sistema risultino di fatto molto contenute (anche se non nulle).

Prezzi di sbilanciamento delle unità non abilitate slegati da MGP

La terza proposta raccomanda l'eliminazione di ogni riferimento ai prezzi di MGP dalla regola di *single pricing* prevista per la determinazione dei prezzi degli sbilanciamenti delle unità non abilitate su MSD, al fine di rendere questi prezzi maggiormente aderenti ai costi del bilanciamento del sistema. I prezzi degli sbilanciamenti dovrebbero infatti riflettere i prezzi che si formano su MGP solo in assenza di movimentazioni su MSD, mentre se su MSD vi sono movimentazioni finalizzate al bilanciamento del sistema queste movimentazioni dovrebbero sempre essere riflesse dai prezzi degli sbilanciamenti. Così modificata la regola di *single pricing* prevista per la determinazione dei prezzi degli sbilanciamenti delle unità non abilitate su MSD diventerebbe la seguente (**Tabella 1**):

Tabella 1. Proposta di nuovi prezzi di sbilanciamento per le unità non abilitate (€/MWh)

	Sbilanciamento macrozona positivo	Sbilanciamento macrozona negativo
Sbilanciamento UP positivo	Riceve P_{MB} medio ponderato a scendere	Riceve P_{MB} medio ponderato a salire
Sbilanciamento UP negativo	Paga P_{MB} medio ponderato a scendere	Paga P_{MB} medio ponderato a salire

Fonte: Autorità

Possibilità di nuove misure

Sebbene siano tre le proposte delineate, l'Autorità si riserva in ogni caso la possibilità di introdurre ulteriori aggiustamenti nel caso in cui dovesse riscontrare significative e sistematiche distorsioni dei futuri prezzi di sbilanciamento. Tra le possibili nuove proposte vi è in particolare quella di applicare la regola di *dual pricing* attualmente prevista per le unità abilitate su MSD, anche a quelle non abilitate. Le proposte già delineate e quelle eventualmente introdotte in futuro avranno in ogni caso carattere temporaneo, fino all'entrata in vigore della riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti (*Newsletter 176 e 179*) che l'Autorità ha espressamente subordinato all'entrata in vigore prevista per il prossimo anno del Codice di Rete in tema di *Electricity Balancing* redatto da ENTSO-E.

Osservazioni

Incoerenza logica della prima proposta ...

Secondo la prima proposta dell'Autorità la Riserva Secondaria non verrebbe esclusa dal calcolo dei segni degli sbilanciamenti aggregati macrozonalmente. Ciò potrebbe tuttavia dare luogo a delle distorsioni di questi segni (con un conseguente impatto anche sui prezzi degli sbilanciamenti), dato che è l'Autorità stessa a ricordare che è possibile avere un'attivazione di Riserva Secondaria anche in presenza di uno sbilanciamento aggregato macrozonale nullo. Potrebbero così configurarsi situazioni paradossali in cui a fronte di un effettivo sbilanciamento aggregato macrozonale nullo, lo sbilanciamento aggregato macrozonale calcolato includendo la Riserva Secondaria avrebbe segno opposto al segno della Riserva Secondaria eventualmente attivata.

... e incoerenza interna tra prima e seconda proposta

Non si comprende peraltro perché proprio l'identica argomentazione venga dall'Autorità adottata per motivare l'esclusione delle movimentazioni per Altri Servizi indipendenti dallo sbilanciamento aggregato macrozonale dai segni degli sbilanciamenti aggregati macrozonalmente, mentre le movimentazioni per Riserva Secondaria indipendenti dallo sbilanciamento aggregato macrozonale dovrebbero continuare a essere incluse nel calcolo di questi segni. Con riferimento alle movimentazioni per Altri Servizi l'Autorità sostiene infatti che includere tali risorse nel calcolo del segno, quando la loro movimentazione è del tutto indipendente dallo sbilanciamento aggregato macrozonale (in quanto avrebbe comunque luogo anche se questo fosse nullo), comporta effetti distorsivi, non rappresentando la reale situazione di eccesso o difetto di energia prelevata/impressa nella macrozona.

Un sistema di accounting trasparente?

Alcuni dubbi emergono anche con riferimento alla seconda proposta dell'Autorità. In primo luogo, viene completamente trascurato l'importante tema della trasparenza dell'eventuale sistema di *accounting* utilizzato da Terna per classificare lo scopo delle movimentazioni ordinate su MSD, tanto più se si considerano i potenziali impatti di tale classificazione sul

calcolo dei segni e dei prezzi. Quello della necessità di un'assoluta trasparenza da parte di Terna è peraltro un tema più generale, che andrebbe affrontato indipendentemente da quello della regolazione degli sbilanciamenti, dato che già attualmente per gli operatori non è possibile conoscere lo scopo delle movimentazioni ordinate da Terna su MSD, soprattutto nei casi in cui la stessa movimentazione risolve contestualmente più problematiche di rete.

Segni macrozonalali lasciati alla discrezionalità di Terna

Dall'esclusione delle movimentazioni attivate su MSD ex-ante dal loro calcolo, potrebbero derivare delle distorsioni dei segni degli sbilanciamenti. Come evidenziato dal fatto che nel 2014 le risorse per il bilanciamento del sistema attivate nella fase di programmazione di MSD non siano risultate nulle, Terna può infatti godere di un certo grado di discrezionalità nella suddivisione dell'approvvigionamento delle risorse per il bilanciamento del sistema tra MSD ex-ante e MB. I dati storici del 2014 mostrano inoltre che il sistema tende a essere lasciato lungo a valle dalla fase di programmazione di MSD, con Terna che ricorre principalmente a movimentazioni a scendere su MB. Da un'analisi dei dati storici di MSD ex-ante e MB emerge infatti che se dal calcolo dei segni degli sbilanciamenti macrozonalali fossero state escluse le movimentazioni su MSD ex-ante, nel 2014 sarebbe aumentata la frequenza di occorrenza degli sbilanciamenti aggregati macrozonalali positivi nelle macrozone Nord, Sicilia e Sardegna, mentre solo nella macrozona Sud non vi sarebbero state significative variazioni. Ipotizzando già dal 2014 l'incorporazione di Sicilia e Sardegna nella macrozona Sud, escludendo le movimentazioni su MSD ex-ante dal calcolo dei segni degli sbilanciamenti macrozonalali vi sarebbe stata invece un'inversione del segno dello sbilanciamento aggregato macrozonale, da prevalentemente negativo a prevalentemente positivo (**Tabella 2**).

Tabella 2. Segni degli sbilanciamenti aggregati macrozonalali nel 2014
(%)

		Con MSD ex-ante e MB	Solo con MB
Nord	+	55%	70%
	-	45%	30%
Sud	+	75%	71%
	-	25%	29%
Sicilia	+	6%	53%
	-	94%	47%
Sardegna	+	1%	76%
	-	99%	24%
Sud, Sicilia e Sardegna	+	34%	69%
	-	66%	31%

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Arbitraggi ancora possibili

Contraddittoria sembra essere anche la proposta dell'Autorità di eliminare ogni riferimento ai prezzi di MGP dalla regola di *single pricing* prevista per la determinazione dei prezzi degli sbilanciamenti delle unità non abilitate su MSD. Al riguardo, pur legando la determinazione dei prezzi degli sbilanciamenti delle unità non abilitate su MSD esclusivamente al valore dell'energia nel tempo reale, l'Autorità non elimina le eventuali opportunità di arbitraggio attraverso gli sbilanciamenti. L'effetto sembra essere soltanto quello di una complicazione del meccanismo implicito di premi/penalità della precedente regola. La nuova regola di *single pricing* potrebbe infatti dare luogo a effetti controintuitivi nei casi in cui i prezzi medi ponderati a salire e scendere di MB delle diverse macrozone non si collocano rispettivamente al di sopra e al di sotto dei prezzi di MGP delle zone corrispondenti. L'analisi storica dei prezzi medi ponderati a salire e scendere di MB e dei prezzi di MGP del 2014 mostra infatti numerosi casi in cui questa situazione si verifica. Sebbene i dati soprattutto di Sicilia, Priolo e Sardegna vadano letti con cautela per l'inevitabile impatto delle offerte regolate delle unità essenziali, emerge come nel 2014 in tutte le zone vi siano state numerose ore sia con prezzi zonalali di MGP superiori rispetto ai prezzi medi ponderati a salire di MB della macrozona di riferimento, che con prezzi zonalali di MGP inferiori rispetto ai prezzi medi ponderati a scendere di MB sempre della macrozona di riferimento. Tale risultato vale peraltro sia nel caso della vecchia configurazione macrozonale con Sicilia e Sardegna che figuravano come macrozone separate, che assumendo già dall'inizio del 2014 la nuova configurazione macrozonale che vede Sicilia e Sardegna incorporate nella macrozona Sud (**Tabella 3**).

Tabella 3. Prezzi su MGP e prezzi medi ponderati a salire e a scendere su MB nel 2014
(ore)

		Con MSD ex-ante e MB	Solo con MB	Con MB senza riserva secondaria
Vecchia configurazione macrozonale				
Nord	$P_{MGP} > P_{MB\uparrow}$	0	15	18
	$P_{MGP} < P_{MB\downarrow}$	6	11	37
Centro Nord	$P_{MGP} > P_{MB\uparrow}$	29	30	30
	$P_{MGP} < P_{MB\downarrow}$	54	64	71
Centro Sud	$P_{MGP} > P_{MB\uparrow}$	30	31	31
	$P_{MGP} < P_{MB\downarrow}$	65	73	77
Sud	$P_{MGP} > P_{MB\uparrow}$	28	29	29
	$P_{MGP} < P_{MB\downarrow}$	141	144	136
Foggia	$P_{MGP} > P_{MB\uparrow}$	28	29	29
	$P_{MGP} < P_{MB\downarrow}$	141	144	136
Brindisi	$P_{MGP} > P_{MB\uparrow}$	19	20	20
	$P_{MGP} < P_{MB\downarrow}$	192	196	181
Rossano	$P_{MGP} > P_{MB\uparrow}$	28	29	29
	$P_{MGP} < P_{MB\downarrow}$	192	197	186
Sicilia	$P_{MGP} > P_{MB\uparrow}$	26	0	0
	$P_{MGP} < P_{MB\downarrow}$	364	484	381
Priolo	$P_{MGP} > P_{MB\uparrow}$	26	0	0
	$P_{MGP} < P_{MB\downarrow}$	364	484	381
Sardegna	$P_{MGP} > P_{MB\uparrow}$	98	0	0
	$P_{MGP} < P_{MB\downarrow}$	2739	2733	239
Nuova configurazione macrozonale				
Nord	$P_{MGP} > P_{MB\uparrow}$	0	15	18
	$P_{MGP} < P_{MB\downarrow}$	6	11	37
Centro Nord	$P_{MGP} > P_{MB\uparrow}$	9	13	32
	$P_{MGP} < P_{MB\downarrow}$	153	383	458
Centro Sud	$P_{MGP} > P_{MB\uparrow}$	11	10	25
	$P_{MGP} < P_{MB\downarrow}$	167	409	478
Sud	$P_{MGP} > P_{MB\uparrow}$	10	9	23
	$P_{MGP} < P_{MB\downarrow}$	281	549	584
Foggia	$P_{MGP} > P_{MB\uparrow}$	10	9	24
	$P_{MGP} < P_{MB\downarrow}$	281	549	584
Brindisi	$P_{MGP} > P_{MB\uparrow}$	8	7	20
	$P_{MGP} < P_{MB\downarrow}$	340	624	643
Rossano	$P_{MGP} > P_{MB\uparrow}$	10	9	23
	$P_{MGP} < P_{MB\downarrow}$	328	595	630
Sicilia	$P_{MGP} > P_{MB\uparrow}$	759	1059	1411
	$P_{MGP} < P_{MB\downarrow}$	218	299	259
Priolo	$P_{MGP} > P_{MB\uparrow}$	759	1059	1411
	$P_{MGP} < P_{MB\downarrow}$	218	299	259
Sardegna	$P_{MGP} > P_{MB\uparrow}$	107	113	127
	$P_{MGP} < P_{MB\downarrow}$	157	388	430

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Nelle situazioni sopra delineate potrebbe verificarsi che le unità non abilitate con uno sbilanciamento che aggrava quello della propria macrozona siano premiate dalla nuova regola di *single pricing*, mentre quelle con uno sbilanciamento che allevia quello macrozonale siano al contrario penalizzate, mantenendo dunque le eventuali possibilità di arbitraggi nei casi in cui sia possibile prevedere i segni degli sbilanciamenti aggregati macrozonalmente con ragionevole certezza. Questo aspetto paradossale della nuova regola di *single pricing* proposta dall'Autorità diviene particolarmente chiaro ipotizzando per esempio una situazione in cui il prezzo zonale di MGP risulta pari a zero, mentre il prezzo medio ponderato a scendere

di MB della macrozona di riferimento resta positivo anche se molto vicino a zero. In questa situazione se lo sbilanciamento aggregato macrozonale è positivo, con l'attuale regola di *single pricing*:

- le unità non abilitate sbilanciate negativamente e che quindi alleviano lo sbilanciamento aggregato macrozonale sarebbero chiamate a versare a Terna il minimo tra il prezzo zonale di MGP (nullo) e il prezzo macrozonale medio ponderato a scendere di MB (positivo), ottenendo al limite un margine nullo tra MGP e MB sulla quota di energia sbilanciata;
- le unità non abilitate sbilanciate positivamente e che quindi aggravano lo sbilanciamento aggregato macrozonale avrebbero diritto di ricevere da Terna il minimo tra il prezzo zonale di MGP (nullo) e il prezzo macrozonale medio ponderato a scendere di MB (positivo), ottenendo anch'esse al limite un margine nullo tra MGP e MB sulla quota di energia sbilanciata.

Con la nuova regola di *single pricing* invece:

- le unità non abilitate sbilanciate negativamente pur alleviando lo sbilanciamento aggregato macrozonale sarebbero chiamate a versare a Terna il prezzo macrozonale medio ponderato a scendere di MB (positivo), ottenendo un margine negativo (ovvero una penalizzazione) tra MGP e MB sulla quota di energia sbilanciata;
- le unità non abilitate sbilanciate positivamente pur aggravando lo sbilanciamento aggregato macrozonale avrebbero diritto di ricevere da Terna il prezzo macrozonale medio ponderato a scendere di MB (positivo), ottenendo un margine positivo (ovvero un premio) tra MGP e MB sulla quota di energia sbilanciata.

Un ragionamento speculare può naturalmente essere avanzato anche per le eventuali situazioni in cui il prezzo zonale di MGP registra uno *spike*, mentre il prezzo medio ponderato a salire di MB della macrozona di riferimento resta al di sotto di tale *spike* e lo sbilanciamento aggregato macrozonale è negativo.

Al di là dei possibili aspetti paradossali della nuova regola di *single pricing*, non si comprende inoltre perché l'Autorità abbia deciso di legare la determinazione dei prezzi degli sbilanciamenti esclusivamente al valore dell'energia nel tempo reale solo per le unità non abilitate su MSD, mentre non abbia adottato un'analoga misura al caso di quelle abilitate per le quali invece continuerebbe ad esservi un riferimento anche ai prezzi zonali di MGP.

Il coordinamento con le regole europee

Un ultimo aspetto che sorprende dell'attuale consultazione in tema di regolazione degli sbilanciamenti è il tardivo riferimento da parte dell'Autorità alla necessità di coordinare le riforme della regolazione italiana con la regolazione europea. Analogo riferimento era peraltro apparso nella recente proposta di avvio a disciplina semplificata entro settembre di quest'anno del *capacity market* a regime (*Newsletter 186*), inizialmente subordinato all'approvazione delle caratteristiche dei servizi di flessibilità previste dalla riforma di MSD (*Newsletter 176 e 179*). Anche nell'ambito di tale proposta l'Autorità aveva infatti ricordato come la riforma di MSD debba essere coerente con la regolazione europea e in particolare con il Codice di Rete in materia di *Electricity Balancing* redatto da ENTSO-E, ma ancora in fase di approvazione. Nei precedenti documenti di consultazione e provvedimenti in tema di regolazione degli sbilanciamenti, di riforma di MSD e di remunerazione della capacità tali riferimenti non erano invece mai apparsi, malgrado ENTSO-E sia impegnato nella redazione di un Codice di Rete in materia di *Electricity Balancing* già dal lontano 2012.

In ogni caso, anche se l'approvazione del Codice di Rete in tema di *Electricity Balancing* dovesse avvenire entro il prossimo anno come indicato dall'Autorità, i tempi per la sua effettiva implementazione e per il necessario coordinamento tra i diversi TSO potrebbero essere più lunghi. Ciò comporterebbe di fatto anche un allungamento dei tempi di entrata in vigore della riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti (così come della riforma di MSD), che coinvolge anche le unità abilitate su MSD, non toccate invece dalle misure temporanee proposte dall'Autorità nell'ambito dell'attuale consultazione. Al riguardo, sarebbe interessante conoscere la specifica posizione dell'Autorità sulla disciplina degli sbilanciamenti anche di queste unità considerato che, da un lato, a causa dell'aumentata volatilità del sistema sono sempre più chiamate a fornire servizi di flessibilità al sistema, dall'altro, proprio nel fornire servizi di flessibilità al sistema potrebbero trovarsi a sbilanciare rispetto ai propri programmi in misura maggiore rispetto al passato.

Analisi statistica e novità dal mercato

I risultati di Terna indicano il secondo mese consecutivo di ripresa dei consumi elettrici, ma per il momento la crescita è dovuta a cause contingenti più che strutturali. Netto aumento tendenziale anche per la produzione nazionale, con il termoelettrico in ripresa grazie alla diminuzione della produzione idroelettrica. Il PUN torna a scendere con un trend simile al 2014, anche se i livelli di prezzo sono superiori. Dinamica al ribasso per tutte le principali borse europee e in Germania l'arrivo della primavera coincide con la ricomparsa dei prezzi negativi. Andamenti differenti per i mercati a termine: in calo tutti i forward tedeschi mentre sono più altalenanti le quotazioni per i titoli italiani e francesi.

Secondo mese di aumento dei consumi elettrici, ma è presto per parlare di ripresa stabile

Si consolida la ripresa dei consumi che registra il secondo mese consecutivo di aumento rispetto allo scorso anno. Non si può ancora parlare di ripresa strutturale dato che gli effetti congiunturali (temperature e calendario) sono i principali artefici della risalita dei consumi. Il dato depurato da questi effetti riporta, infatti, una variazione nulla rispetto allo scorso anno, sebbene sia in crescita rispetto al mese di febbraio (+0.7%) e si rilevi un leggero aumento (+0.2%) anche nel I° trimestre 2015, rispetto all'ultimo del 2014. La variazione positiva dei consumi elettrici riguarda quasi tutta l'Italia, mentre solo il Centro riporta una flessione.

Nelle prime tre settimane di aprile, a parità di giorni lavorati, il dato sul carico fornito da Terna è in calo di quasi il 2% rispetto allo scorso anno.

Ripresa della produzione nazionale: bene eolico e termoelettrico

Netto aumento della produzione nazionale con 600 GWh in più rispetto a dodici mesi fa grazie sia all'aumento della domanda sia alla diminuzione dell'import netto dovuto, come nei mesi scorsi, all'aumento delle esportazioni verso la Grecia.

Continua l'anno "medio" della produzione idroelettrica che di conseguenza riporta una netta diminuzione rispetto ai volumi straordinari dei primi mesi del 2014. Anche la produzione del parco termoelettrico è in progresso con un dato di marzo superiore di oltre il 10% rispetto a quello dello scorso anno. Aumenta di oltre un quarto la produzione eolica che nel I° trimestre è la fonte che registra la crescita percentuale più alta (+13% con oltre 5 TWh prodotti). In calo la produzione fotovoltaica (-2%), rispetto all'anno passato.

PUN in rialzo tendenziale sostenuto dalle zone Nord e Sud - Pesa la contrazione tendenziale dell'idroelettrico

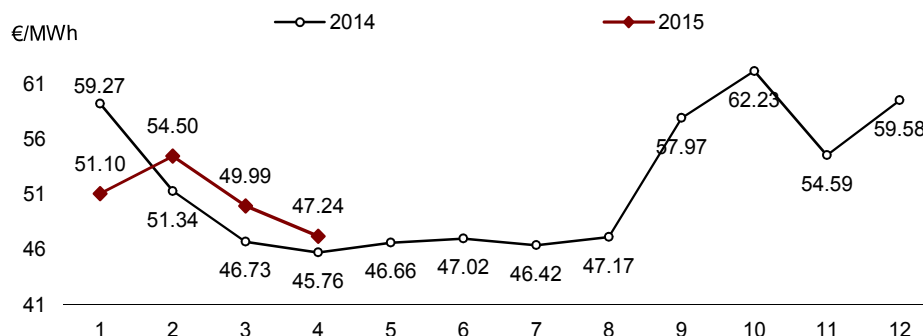
A marzo il PUN ha registrato un valore medio di 49.99 €/MWh con un aumento tendenziale di 3.2 €/MWh. Le zone che hanno sostenuto il prezzo nazionale sono state Nord e Sud; sono le due zone che, rispetto a marzo 2014, hanno realizzato gli aumenti di prezzo maggiori. La zona Nord ha registrato un prezzo di 51.72 €/MWh, con un delta di +4.72 €/MWh, mentre la zona Sud ha registrato 45.34 €/MWh e un delta di +6.7 €/MWh. Tali aumenti di prezzo in zona Nord riflettono la forte contrazione dell'idroelettrico; volumi acquistati su MGP (-0.8%) e fotovoltaico (-1%) non sono sicuramente fattori preponderanti per questa dinamica. In zona Sud invece, i volumi acquistati su MGP sono aumentati del 5% circa, e anche in questa zona sono diminuiti i volumi venduti dagli impianti fotovoltaici e idroelettrici.

In zona Nord, in sostituzione dei volumi idroelettrici, sono aumentati i flussi in import dall'estero e i transiti zonal dal Centro Nord, mentre in zona Sud tali volumi sono stati rimpiazzati dall'import proveniente dai poli di produzione e dall'eolico. Bisogna dire che la diffusa contrazione della produzione idroelettrica a marzo 2015 ha certamente avuto un suo peso sui prezzi *spot*, sebbene in parte compensato dall'aumento della produzione eolica. Come già sottolineato nel numero precedente di questa *Newsletter*, per ciò che concerne i volumi acquistati su MGP, l'Italia continua a essere divisa in due: in calo tendenziale nelle zone Nord, Sicilia e Sardegna, al contrario in aumento nelle zone Sud, Centro Nord e Centro Sud.

Per quanto riguarda prezzi e variazioni registrati su MGP nelle prime settimane di Aprile si ripropongono delle dinamiche simili a quelle di marzo: PUN in aumento tendenziale di circa 4 €/MWh, con un valor medio di 47.15 €/MWh, e le zone Nord e Sud con il rialzo di prezzo maggiore. Le prime stime sulle fonti rinnovabili mostrano in rialzo sia il fotovoltaico (+7%), sia l'eolico (+8%) e in calo l'idroelettrico. I dati medi mensili del I° trimestre su MGP (**Figura 1**) mostrano un *trend* sostanzialmente in linea con l'anno precedente: da febbraio ad aprile i prezzi 2015 riflettono il *trend* in discesa 2014, mantenendo costante un differenziale positivo nell'intorno dei 2 €/MWh.

Figura 1. Confronto del PUN mensile tra 2014 e 2015

(€/MWh) Media aritmetica oraria



Ultimo dato 19/04/2015

Fonte: GME

Prezzi negativi in Germania, aumentano le ore di export da Italia a Francia

Prosegue il *trend* di diminuzione dei prezzi elettrici sulle principali borse europee. Come per il PUN, anche sulle altre borse l'arrivo della primavera coincide con una generale diminuzione dei prezzi.

In particolare, il prezzo tedesco registra la maggior contrazione nelle prime settimane di aprile con un calo del 10% (28 €/MWh il *base load*) rispetto a febbraio, e diverse ore con prezzo negativo. L'ottima produzione eolica e fotovoltaica ha portato il prezzo sotto lo 0 in diverse occasioni con il picco (negativo) principale durante domenica 12 aprile con le ore centrali della giornata che hanno oscillato tra i -65 e -80 €/MWh. Questi risultati arrivano in concomitanza con la pubblicazione del DEF da parte del Governo italiano nel quale viene riconfermata, dopo la delibera 45/2015/R/eel dell'Autorità, la decisione di introdurre i prezzi negativi anche per la Borsa Italiana entro la fine del 2015. Scelta che verrà comunque resa obbligatoria dall'approvazione del linee guida CACM da parte della Commissione Europea.

In calo, ma in modo più contenuto, i prezzi francesi in quanto alla diminuzione stagionale della domanda (calo di circa 10 GW della domanda di punta) si è contrapposto il calo della produzione dovuto alla manutenzione ordinaria di alcuni siti nucleari. Il prezzo nelle prime settimane di aprile ha una media di 40 €/MWh ed è aumentata l'esportazione dall'Italia verso la Francia: il flusso in *export* è passato dall'1% delle ore di marzo al 7% di aprile, mentre l'*import* avviene nell'84% delle ore (contro il 99% di marzo) con la saturazione dell'interconnessione (e quindi uno *spread* di prezzo) nel 50% delle ore di aprile (70% a marzo) (**Tabella 4**).

Quotazioni altalenanti su IDEX e mercato francese, in calo in Germania

Le quotazioni per il trimestre estivo sono in forte aumento nel mese di aprile: +2.3% rispetto a marzo e livello che torna sopra i 50 €/MWh. In leggero calo invece l'ultimo trimestre 2015 e il primo del 2016 che al momento hanno la stessa quotazione, poco superiore ai 51 €/MWh. Il *forward* per il trimestre appena iniziato ha chiuso le contrattazioni su IDEX a 46.38 €/MWh, il dato più alto da novembre. Il titolo annuale ritorna sopra i 47 €/MWh, in aumento dello 0.5% rispetto a marzo.

Scendono le quotazioni per i titoli a termine tedeschi su EEX. La contrazione maggiore è quella per il III° trimestre 2015 (-2.3% a 31 €/MWh), mentre le successive scadenze perdono l'1% rispetto a marzo con una quotazione media inferiore ai 35 €/MWh sia per il IV° trimestre 2015 che per il I° del 2016. In calo anche il *Calendar '16* che torna sotto i 32 €/MWh. Andamento più vario per i *forward* francesi: in crescita il prossimo trimestre e il I° del 2016, rispettivamente a 33 e 48 €/MWh, scende invece sotto i 46 €/MWh il titolo per il trimestre invernale. *Cal'16* in leggero aumento e di nuovo sopra i 39 €/MWh.

Domanda e offerta

Tabella 1. Domanda e offerta di energia elettrica
(GWh e variazioni tendenziali)

	mar-15	mar-14	Var. %
Domanda	26 509	26 228	1.1%
- Nord	12 170	12 033	1.1%
- Centro	7 996	8 030	-0.4%
- Sud	3 933	3 761	4.6%
- Isole	2 410	2 404	0.2%
Produzione netta	22 384	21 775	2.8%
- Idroelettrico	3 115	4 408	-29.3%
- Termoelettrico	14 902	13 381	11.4%
- Geotermoelettrico	491	462	6.3%
- Eolico	1 825	1 429	27.7%
- Fotovoltaico	2 051	2 095	-2.1%
Saldo estero	4 308	4 717	-8.7%

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

Tabella 2. Domanda e offerta di energia elettrica cumulata
(GWh e variazioni tendenziali)

	2015*	2014*	Var. %
Domanda	78 117	78 193	-0.1%
- Nord	35 934	36 223	-0.8%
- Centro	23 293	23 501	-0.9%
- Sud	11 639	11 303	3.0%
- Isole	7 251	7 166	1.2%
Produzione netta	65 063	65 537	-0.7%
- Idroelettrico	9 459	12 806	-26.1%
- Termoelettrico	44 484	42 709	4.2%
- Geotermoelettrico	1 438	1 339	7.4%
- Eolico	5 214	4 620	12.9%
- Fotovoltaico	4 468	4 063	10.0%
Saldo estero	13 504	13 392	0.8%

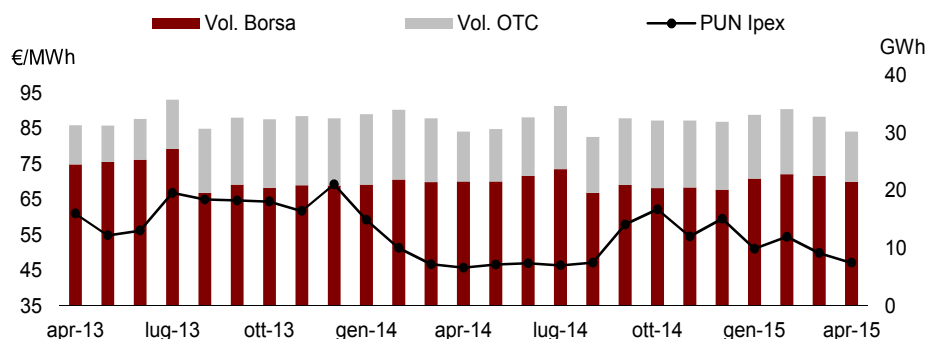
* Gennaio-Marzo

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

Prezzi Italia

Mensili orari

Figura 2. MGP: prezzi e fabbisogno orari mensili
(€/MWh e GWh) Media aritmetica oraria

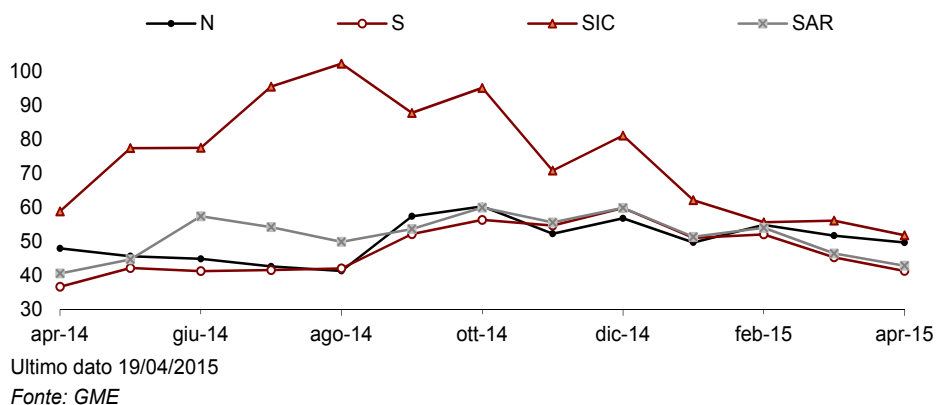


Ultimo dato 19/04/2015

Fonte: GME

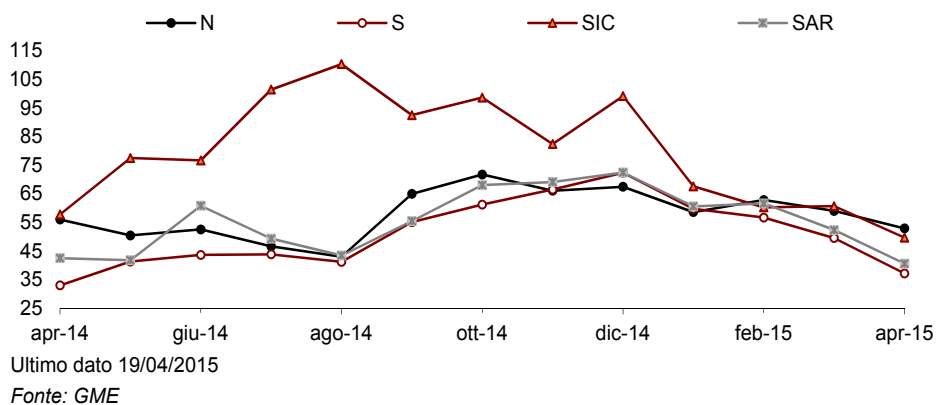
Baseload zonale

Figura 3. MGP: prezzi baseload zonali
(€/MWh) Media aritmetica



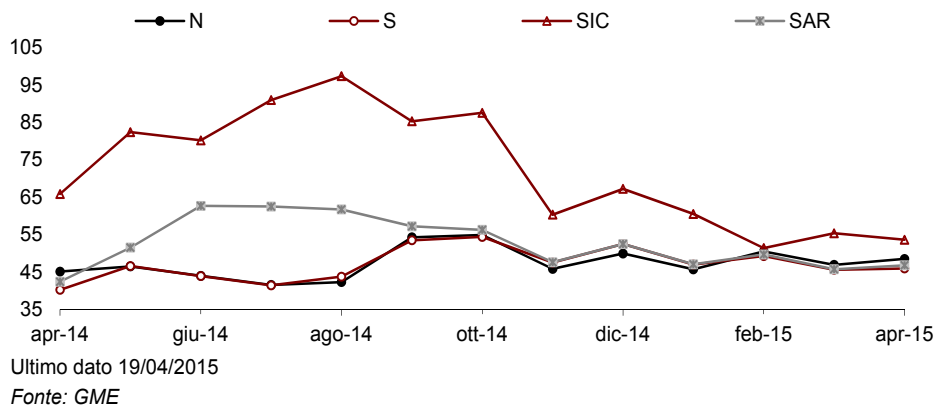
Peakload zonale

Figura 4. MGP: prezzi peakload zonali
(€/MWh) Media aritmetica



Off-peak zonale

Figura 5. MGP: prezzi off-peak zonali
(€/MWh) Media aritmetica



Market coupling

Tabella 3. Principali statistiche sui flussi con l'Austria attraverso il Market Coupling

	Austria -> Italia				Italia -> Austria			
	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	ore flusso (%)	ore saturazione (%)	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	ore flusso (%)	ore saturazione (%)
feb-15	176	176	100%	100%	-247	0	0%	0%
mar-15	200	200	100%	100%	-186	0	0%	0%
apr-15	200	199	89%	88%	-141	-1	1%	1%

Ultimo dato 19/04/2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Tabella 4. Principali statistiche sui flussi con la Francia attraverso il Market Coupling

	Francia -> Italia				Italia -> Francia			
	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	ore flusso (%)	ore saturazione (%)	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	ore flusso (%)	ore saturazione (%)
feb-15	2 118	1 939	100%	77%	-2 031	0	0%	0%
mar-15	2 288	2 036	99%	70%	-1 450	-2	1%	0%
apr-15	1 906	1 356	84%	50%	-1 368	-32	7%	1%

Ultimo dato 19/04/2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Tabella 5. Principali statistiche sui flussi con la Slovenia attraverso il Market Coupling

	Slovenia -> Italia				Italia -> Slovenia			
	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	ore flusso (%)	ore saturazione (%)	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	ore flusso (%)	ore saturazione (%)
feb-15	665	616	100%	98%	-681	-1	0%	0%
mar-15	601	573	100%	96%	-663	0	0%	0%
apr-15	489	446	88%	82%	-675	-1	1%	0%

Ultimo dato 19/04/2015

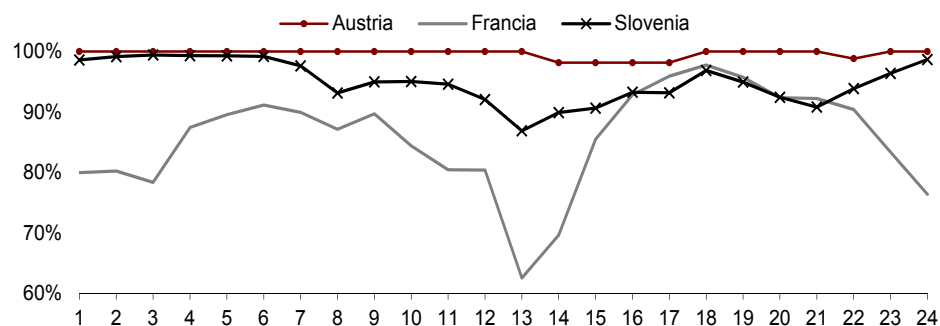
Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Tabella 6. Differenziale tra zona Nord e paesi confinanti nelle ore con interconnessione satura (€/MWh)

	Aus->Ita	Ita->Aus	Fra->Ita	Ita->Fra	Slo->Ita	Ita->Slo
feb-15	16		7		17	
mar-15	20		11		19	
apr-15	22	-1	15	-5	20	

Ultimo dato 19/04/2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

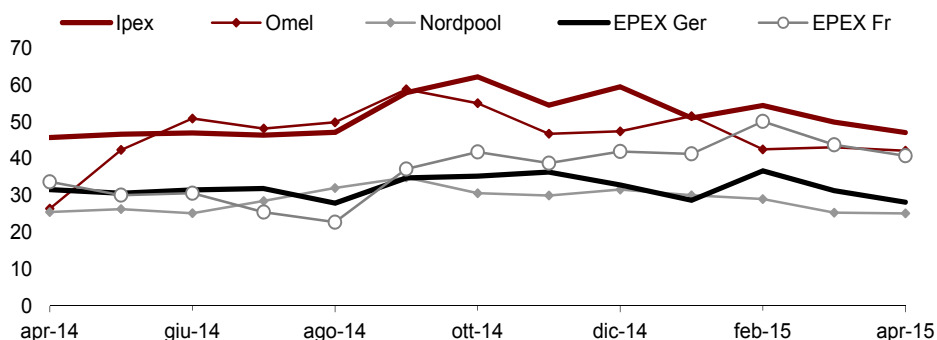
Figura 6. Profilo orario dello sfruttamento dei limiti di interconnessione in import (%) Media aritmetica


Ultimo dato 19/04/2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Prezzi Europa

Figura 7. Borse europee: prezzi baseload
(€/MWh) Media aritmetica

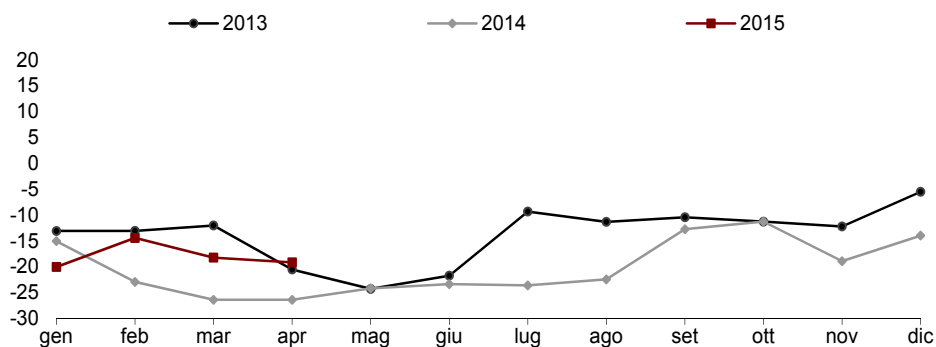


Ultimo dato 19/04/2015

Fonte: Borse Europee

Spark spread

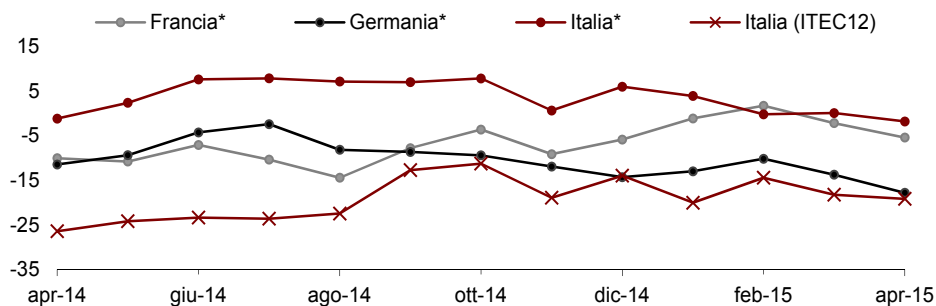
Figura 8. MGP: spark spread in Italia, calcolato su costo gas REF-E
(€/MWh) Media aritmetica



Ultimo dato 19/04/2015

Fonte: elaborazioni REF-E

Figura 9. MGP: spark spread sui prezzi spot del gas naturale in Europa
(€/MWh) Media aritmetica



* Prezzi spot gas nell'area di mercato (PEG, Gaspool e PSV).

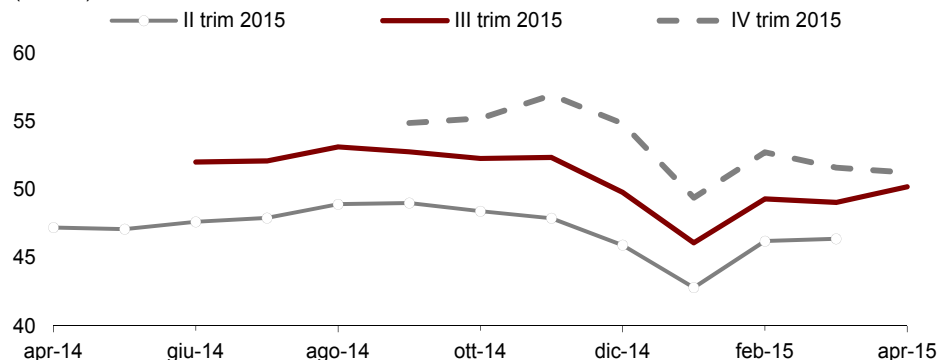
Ultimo dato 19/04/2015

Fonte: elaborazioni REF-E

Mercati a termine

Figura 10. IDEX Future trimestrali

(€/MWh) Media mensile

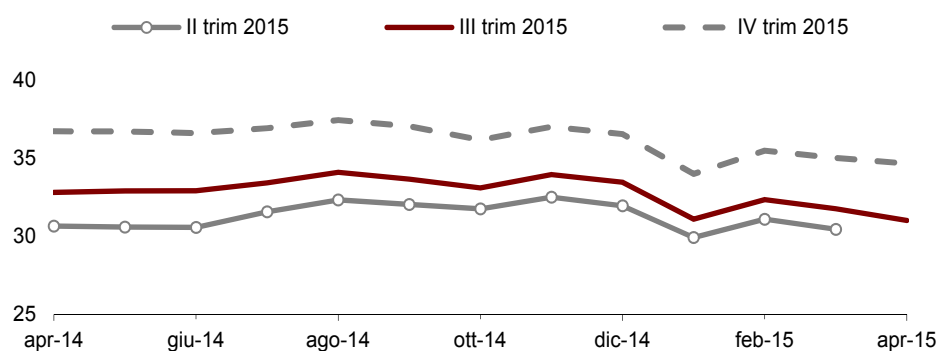


Ultimo dato 20/04/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Borsa Italiana

Figura 11. EEX GER Future trimestrali

(€/MWh) Media mensile

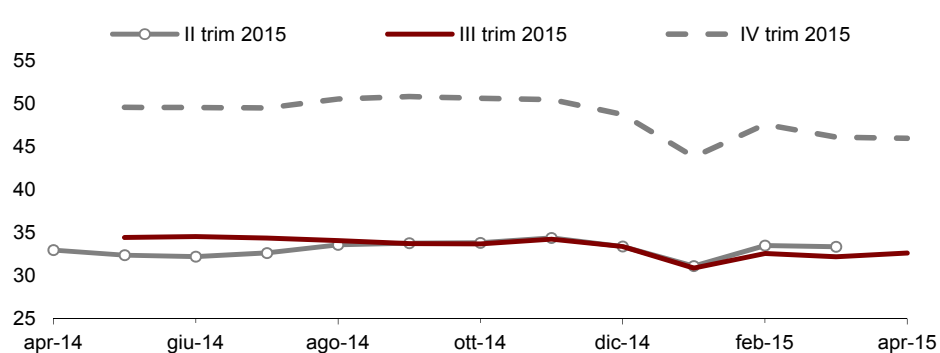


Ultimo dato 20/04/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

Figura 12. EEX FR Future trimestrali

(€/MWh) Media mensile

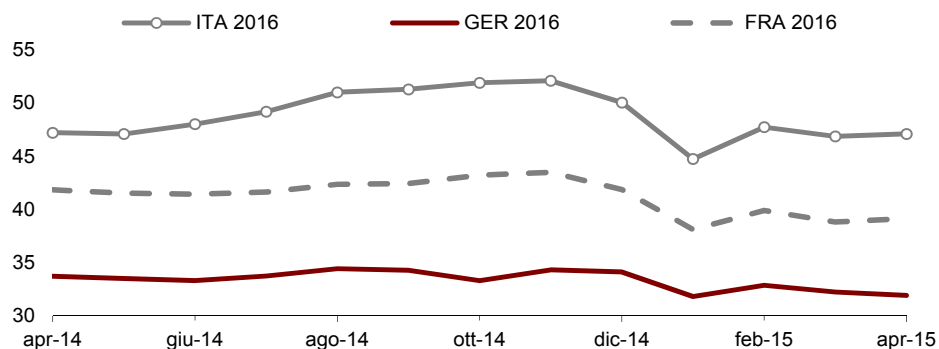


Ultimo dato 20/04/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

Figura 13. Future annuali

(€/MWh) Media mensile

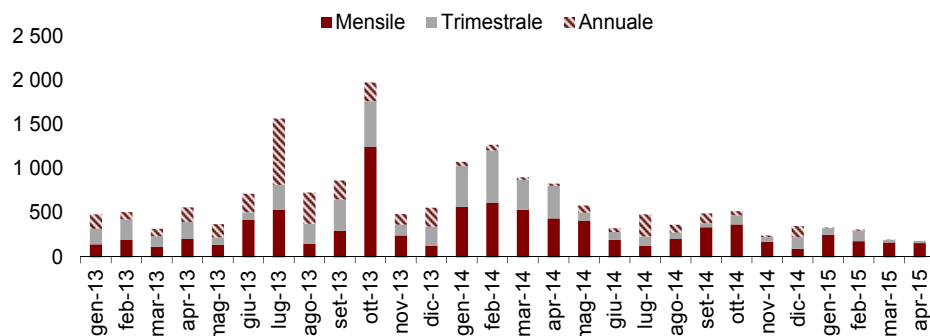


Ultimo dato 20/04/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Borsa Italiana e Reuters

Figura 14. Quantità acquistata per tipo di Future IDEX

(MW) Somma mensile



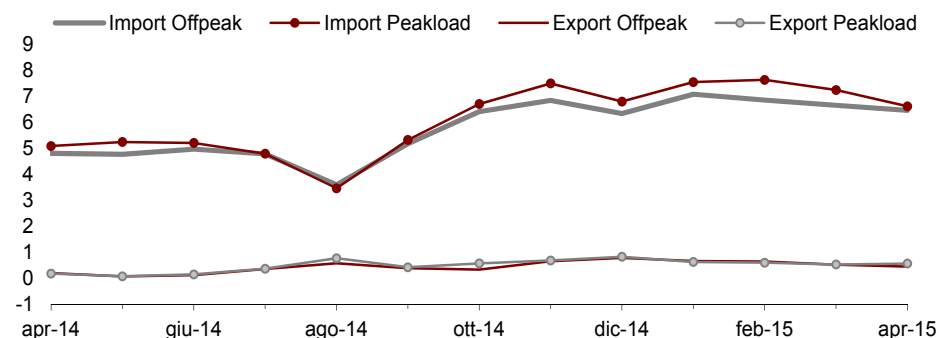
Ultimo dato 20/04/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Borsa Italiana

Import-export

Figura 15. Volumi di import ed export

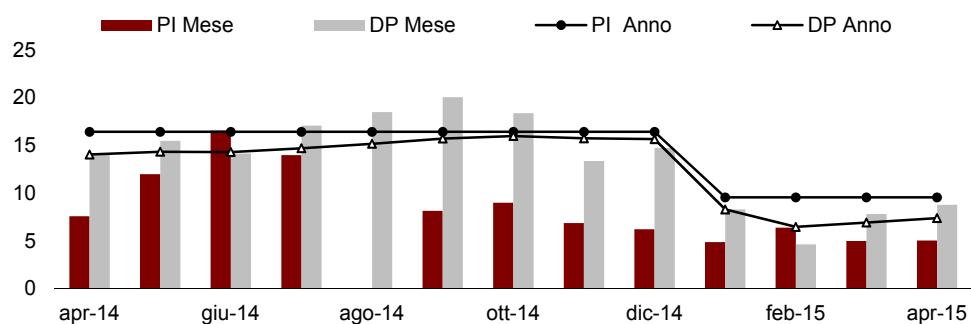
(GW) Media aritmetica



Ultimo dato 19/04/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Figura 16. Confronto tra prezzo della capacità di interconnessione (PI) con la Francia e delta prezzo (DP) zona Nord/EPEX Francia (€/MWh)



* Nel mese di agosto 2014 non è stata allocata capacità baseload

Ultimo dato 19/04/2015

Fonte:elaborazioni REF-E su dati GME e CASC

Il mercato dei combustibili

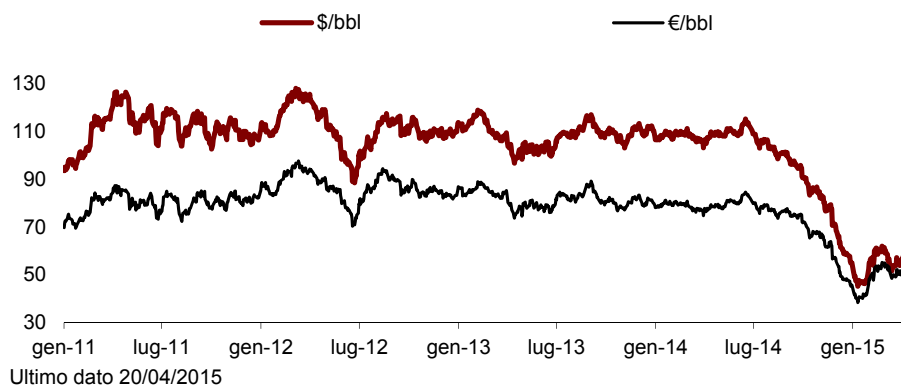
Mercato sempre molto volatile e prezzo in parziale ripresa, fra incertezza sulle prospettive di domanda cinese e "guerra" di posizione dei paesi produttori, determinati a non perdere quote di mercato.

Il mercato petrolifero

Mercato in fermento: elevata volatilità, prezzi instabili e margini di raffinazione in crescita

Continua la situazione incertezza sul mercato petrolifero con un prezzo che continua a oscillare intorno ai 60 \$/bbl, un moderato *trend* di crescita nelle ultime settimane e una volatilità giornaliera superiore al 2% anche nei primi 20 giorni di aprile (**Figura 1**). L'elevata volatilità è funzione di una situazione di mercato estremamente incerta a causa delle prospettive di domanda e delle strategie attuate lato offerta. A pesare sul quadro macroeconomico mondiale e sul mercato petrolifero sono le incertezze legate all'andamento dell'economia cinese nei prossimi mesi. Oltre al rallentamento economico già palesato con dati di crescita del Pil inferiori a quelli degli ultimi anni, sull'economia cinese pesano le bolle immobiliare e finanziaria. La forte crescita del mercato immobiliare e la massiccia erogazione di credito, non solo tramite il sistema bancario, ma anche tramite il sistema delle *shadow bank* potrebbe portare a fenomeni di *credit crunch* nel momento in cui il rallentamento economico determinasse un aumento delle sofferenze e un conseguente peggioramento delle prospettive di crescita. Proprio per evitare l'avvitamento, la banca centrale cinese ha diminuito le scorte valutarie e immesso moneta sul mercato cercando di sostenere l'economia, in attesa che le politiche per cercare di aumentare la domanda interna, possano dare frutti. Le prospettive dell'economia cinese sono cruciali per la domanda di petrolio in quanto il paese asiatico è stato il vero motore della crescita dei consumi nel corso degli ultimi anni.

Figura 1. Andamento del prezzo Dated Brent
(\$/bbl e €/bbl)



A livello di dinamiche di offerta, continua la guerra di posizione per mantenere le quote di mercato. La strategia adottata negli ultimi mesi dall'Arabia Saudita di non ridurre la propria offerta, nonostante il forte decremento di prezzo per mantenere quote di mercato e limitare lo sviluppo del fenomeno dello *shale oil* sembra dare i primi frutti. Da metà 2014 l'Arabia ha più volte dichiarato di assecondare tutte le richieste di greggio (entro i limiti del patto OPEC) nonostante un prezzo del greggio in discesa. Alla base di tale decisione vi è la convinzione che, un segnale di prezzo negativo per gli investimenti in *shale oil* prolungato nel tempo, possa determinare la revisione dei progetti di sviluppo futuri, e allo stesso tempo che, una riduzione della produzione in un momento in cui il mercato percepisce abbondanza di offerta e le scorte sono elevate, possa solo determinare una perdita di quote di mercato senza nessun beneficio in termini di sostegno del prezzo.

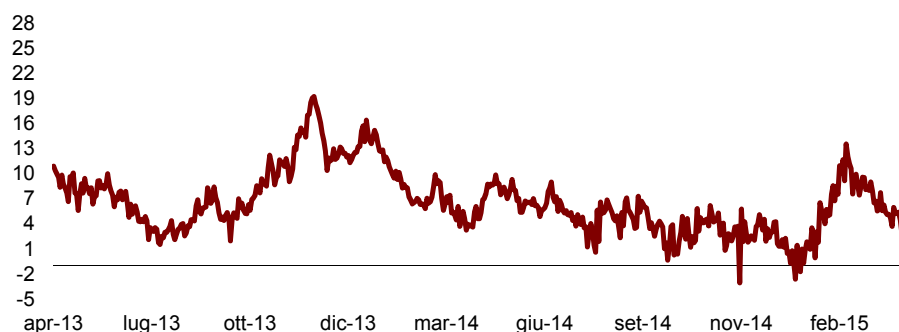
Partendo da questo presupposto l'Arabia ha modificato il *target* cercando di non perdere quote sul mercato mondiale anche a scapito del profitto unitario. A riconferma di questa strategia vi sono i dati di produzione: a marzo la produzione ha toccato i 10.3 Mbbbl/g, valore superiore al precedente massimo storico (10.2 Mbbbl/g) di agosto 2013.

Come già segnalato nello scorso numero di questa *Newsletter*, da inizio anno si sono moltiplicati gli annunci di rinvio di progetti in *shale oil* negli Stati Uniti, proprio a seguito del crollo dei prezzi. Allo stesso tempo costi di estrazione dai giacimenti convenzionali molto più bassi permettono all'Arabia Saudita di continuare a estrarre, seppur con margini unitari molto più ridotti.

L'estrema volatilità sul mercato ha generato anche una nuova inversione del *trend* dello *spread* fra prezzo del Brent e WTI: dopo il picco di oltre 8 \$/bbl toccato a marzo (media mensile), nei primi 20 giorni di aprile il differenziale si è dimezzato. A determinare la chiusura dello *spread* è stata soprattutto la maggior crescita del prezzo statunitense: tra la fine di marzo e il 20 aprile le quotazioni sono aumentate di quasi il 20%, ritornando oltre i 56 \$/bbl. Sul mercato non sembrano essersi palesati eventi che possano spiegare questo differenziale di crescita, è quindi probabile che un combinato di risposta ritardata rispetto al Brent e alla maggiore attività speculativa sul mercato, abbiamo determinato questo rialzo (**Figura 2**).

Il crollo dei prezzi del petrolio dei mesi passati e il solo moderato recente rimbalzo ha determinato un forte rialzo dei margini di raffinazione. Sia sul mercato europeo sia su quello americano i margini nei primi 4 mesi dell'anno sono cresciuti di oltre il 70% rispetto al valore medio 2014, toccando livelli che non si osservavano sul mercato dal 2008. L'incremento di marginalità è legato alla dinamica dei prezzi dei prodotti raffinati: benzine e oli hanno solo parzialmente incorporato la caduta del prezzo del petrolio in quanto la domanda di prodotti raffinati ha registrato moderati aumenti negli ultimi 6 mesi.

Figura 2. Differenziale Brent Fob/WTI Fob
(\$/bbl)



Ultimo dato 21/04/2015

Fonte: Datastream

Forte ripresa nella produzione OPEC e domanda marginalmente in aumento

Nel *report* del 15 marzo la IEA ha leggermente alzato la previsione di domanda 2015 con una crescita attesa di 1.1 Mbb/g quasi interamente guidata da paesi non OECD (**Tabella 1**). La revisione della domanda mondiale è però dovuta alle migliori prospettive per i paesi OECD: per la IEA la crescita attesa 2015 sarà pari a 0.2%, contro un valore che negli scorsi *report* era piatto. Le maggiori revisioni delle previsioni IEA sono però legate all'offerta, secondo l'organizzazione dei paesi consumatori la crescita della produzione OPEC sarà pari allo 0.9% (la precedente previsione si attestava intorno allo 0%). La revisione è funzione dei primi dati consuntivi: nei primi 3 mesi dell'anno, Arabia Saudita ma anche Iraq e Libia, nonostante l'estrema instabilità politica, hanno incrementato la produzione. Se a questo si unisce la crescita della produzione iraniana grazie all'allentamento delle sanzioni, si arriva a un quadro di offerta OPEC molto diverso rispetto a quanto prospettato solo qualche mese fa (**Tabella 2**).

Tabella 1. Domanda mondiale di petrolio
(Mbb/g)

	2014*	2015*	Var. %
Oecd	45.6	45.7	0.2%
Non-Oecd	46.9	47.9	2.1%
Totale	92.5	93.6	1.2%

* Stima IEA

Fonte: Reuters

Tabella 2. Offerta mondiale di petrolio

(Mbbbl/g)

	2014*	2015*	Var. %
Non OPEC	56.7	57.4	1.3%
OPEC	36.4	36.8	0.9%
Totale	93.1	94.2	1.1%

* Stima EIA

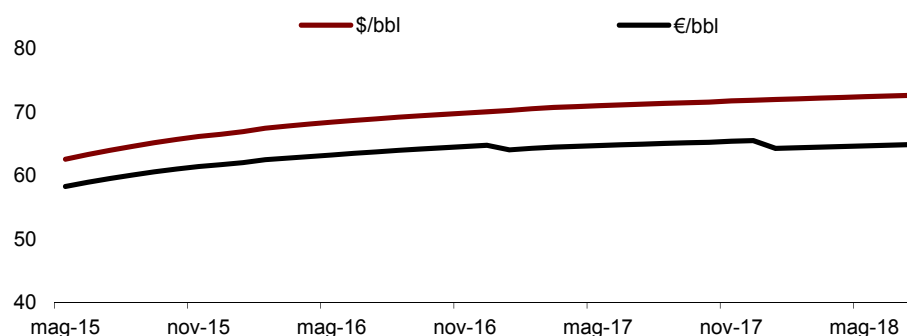
Fonte: Reuters

La curva a termine aumenta il contango

L'incremento di volatilità e la parziale ripresa dei prezzi *spot* hanno modificato anche la pendenza della curva. Rispetto alle quotazioni di marzo, ad aprile i prezzi dei *future*, con scadenze a breve, hanno registrato incrementi più elevati rispetto alle scadenze più lunghe, determinando la diminuzione della pendenza della curva che rimane comunque in moderato *contango*. La maggiore stabilità del prezzo dei prodotti, con consegna più differita, è legata sia alla minore liquidità sia al fatto che tali prodotti subiscono in modo più ridotto la volatilità di breve e sono maggiormente legati alla *view* di medio termine del mercato (**Figura 3**). L'incremento di volatilità ha impattato anche sui volumi negoziati a termine sul NYMEX e monitorati dal *report* della *Commodity Futures Trading Commission* (CFTC) (**Tabella 3**). Dai dati dell'ultimo *report*, pubblicato il 17 aprile, gli *open interest* sono cresciuti per il secondo mese consecutivo (+1.8% ad aprile), grazie a un incremento pressoché omogeneo dei contratti stipulati dalle diverse controparti.

Figura 3. Curva a termine future del Brent Crude

(\$/bbl e €/bbl)



Ultimo dato 20/04/2015

Fonte: Reuters

Tabella 3. Posizioni nette sui future crude oil contrattati su NYMEX

(num. contratti)

	17/04/2015		10/04/2015	
Operatori industriali	156 113	corti	137 273	corti
Swap dealers	123 382	corti	106 555	corti
Money manager	238 556	lunghi	216 421	lunghi
Altri	43 604	lunghi	35 622	lunghi
Open interest	1 774 773		1 743 733	

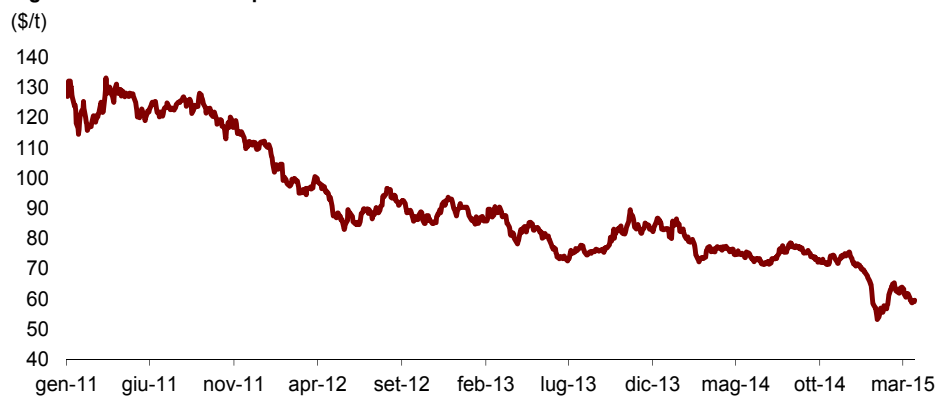
Fonte: CFTC

Il mercato del carbone

Le quotazioni del carbone hanno registrato, per il secondo mese consecutivo, una marginale discesa. Il prezzo del carbone con *delivery* al nolo di Amsterdam-Rotterdam-Anversa (CIM ARA CIF) ha registrato un decremento del 2% andando al di sotto di quota 60 \$/t (**Figura 4**). Le quotazioni medie 2015 rimangono molto basse: il prezzo medio rimane inferiore al valore del 2014 di oltre 15 \$/t. I prezzi bassi di gas e petrolio stanno mantenendo basso il prezzo del carbone, unitamente alla domanda che resta debole in Europa e al fatto che il carbone è la fonte energetica primaria meno esposta a rischi geopolitici. Le quotazioni degli altri

indici di riferimento per il prezzo del carbone hanno registrato cali più consistenti: il carbone sudafricano *Richards Bay* del 3.5%, mentre quello cinese Qinhuaandgdao di oltre l'8% su base congiunturale portandosi rispettivamente sotto i 60 \$/t e nell'intorno di 72 \$/t.

Figura 4. Andamento del prezzo del Carbone CIM ARA CIF



Fonte: Platts

GAS NATURALE

Analisi statistica e novità dal mercato

Continua il trend al rialzo dei consumi, tornano a salire le importazioni dall'Algeria.

Ancora in rialzo i consumi di gas

Continua anche in marzo e nei primi 19 giorni di aprile il *trend* positivo dei consumi gas su base tendenziale: marzo si è chiuso con +14% mentre aprile per ora ha fatto registrare +9% rispetto allo stesso periodo dell'anno passato. I consumi del I° trimestre dell'anno solare confermano il *trend* di aumento (+10.6%), stesso andamento anche per l'anno termico (+0.3). Questa crescita è stata trainata dalle temperature più basse rispetto all'inverno 2013/2014 (inverno particolarmente mite) che hanno spinto i consumi del settore civile. Concentrandosi sui settori di consumo, torna a scendere il comparto industriale ad aprile (-9%), dopo aver fatto intravedere a marzo timidi segnali di ripresa che l'avevano portato in linea con i consumi di marzo degli ultimi due anni. Da inizio anno, il *trend* dei prelievi dei consumatori industriali resta comunque negativo.

Ripresa delle importazioni algerine e stoccaggi in linea con AT 2012

All'inizio di aprile sono tornate a salire le importazioni dall'Algeria (media giornaliera nei primi 19 giorni di aprile pari a 23 Mmc/g rispetto alla media di marzo di 13 Mmc/g). Il motivo è probabilmente riconducibile al calo del prezzo del petrolio i cui effetti iniziano a farsi sentire favorendo le forniture da paesi con prezzi ancora *oil-linked*. Rispetto a marzo 2015, la ripresa dell'import algerino e delle importazioni via nave (+6%) ha compensato le diminuzioni di fornitura via Tarvisio e dalla Libia. In aprile è partita la stagione dell'immissione in stoccaggio. Ancora in calo la produzione nazionale.

Le giacenze al 19 aprile mostrano un livello simile a quello dell'inverno 2012/2013, infatti rispetto allo scorso inverno i prelievi sono stati molto più alti (*Newsletter 186*). Considerando anche le riserve di stoccaggio strategico, la percentuale di riempimento al 19 aprile è del 38%¹.

In calo il differenziale PSV-TTF

I prezzi *spot* agli *hub* in Europa mostrano andamenti tra loro disallineati: infatti su base congiunturale il TTF ha fatto registrare un aumento del +2%, il PSV ha riportato un calo del -2%, mentre il CEGH è rimasto stabile. Questi andamenti hanno determinato una riduzione del differenziale tra il prezzo *spot* al PSV e quello al TTF (da 2.21 €/MWh a marzo a 1.22 €/MWh nei primi 20 giorni di aprile). La flessione del prezzo al PSV può essere in parte riconducibile a un calo sugli oneri della tariffa di *entry*, dovuto all'azzeramento nella stagione estiva della componente tariffaria a carico degli utenti del trasporto CV^{OS} a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di stoccaggio.

Relativamente ai prezzi dei prodotti *forward* quotati ad aprile, i prodotti scambiati al TTF hanno riportato un rialzo sensibile soprattutto per le consegne nel II° trimestre, mentre il PSV ha registrato un calo per il gas in consegna nel III° trimestre. Di conseguenza vengono riviste al ribasso le attese sul differenziale PSV-TTF: la media del differenziale nel III° trimestre è passata da 1.71 €/MWh basandosi sulle quotazioni di marzo a 1.46 €/MWh basandosi su quelle di aprile. Le quotazioni su entrambi gli *hub* per le scadenze più lunghe rimangono invece stabili rispetto alle attese di mercato dell'ultimo aggiornamento.

Aggiornati i criteri di determinazione dei prezzi tutelati

L'Autorità (delibera 133/2015/R/gas) ha aggiornato per l'anno termico 2015 le modalità di determinazione della componente C_{MEM} a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso e ha definito il livello della componente CCR a copertura dei rischi connessi con la fornitura. Innanzitutto, per quanto riguarda l'elemento P_{FOR} a copertura del costo della materia prima, è stato confermato il riferimento alle quotazioni *forward* trimestrali OTC presso il TTF, relative al trimestre di aggiornamento. A partire da ottobre 2015 poi il valore dell'elemento QT_{MCV} a copertura degli oneri di sistema relativi ai volumi immessi in rete, a monte del PSV, sarà ricalcolato (*Newsletter 185*) e includerà solo la componente CV^{FG} a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per

¹ Fonte: dati Gas Storage Europe.

il servizio di rigassificazione del GNL e la componente ϕ a copertura degli eventuali squilibri di perequazione che è posta uguale a 0 €/cent/mc dal 1° trimestre del 2010. Infine sono stati definiti i valori della componente CCR a copertura dei rischi connessi con le modalità di approvvigionamento del gas naturale all'ingrosso: 2.79 €/cent/mc in inverno e 2.70 €/cent/mc in estate, con variazioni rispettivamente pari a +0.24% e -0.85% rispetto ai valori definiti per gli stessi periodi del AT 2014. In particolare, l'aumento del valore della componente in inverno è dovuto all'incremento dei valori relativi alle sotto componenti di rischio profilo, rischio livello, rischio sbilanciamento, rischio eventi climatici. Sulla discesa del valore in estate ha invece pesato la diminuzione della sotto componente connessa con il rischio pro die.

Domanda

Tabella 1. Domanda di gas naturale
(Mmc/g e variazioni tendenziali)

	Mar 2015	Mar 2014	Var. %	Apr 2015	Apr 2014	Var. %
Industriale	38	39	-0.6%	33	36	-9.0%
Termoelettrico	51	43	20.1%	43	39	8.4%
Distribuzione	125	109	15.5%	76	64	18.8%
Altro	7	5	52.6%	5	3	42.1%
Totale prelevato	223	195	14.3%	156	143	9.4%
Temperature	11.0	11.7	-5.9%	13.4	14.4	-6.6%

Ultimo dato 19 aprile 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Tabella 2. Domanda cumulata di gas naturale
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2015	AS 2014	Var. %	AT 2014	AT 2013	Var. %
Industriale	3	4	-2.2%	7	7	-3.5%
Termoelettrico	5	5	10.4%	10	10	-2.6%
Distribuzione	14	13	12.1%	23	23	1.3%
Altro	1	1	59.0%	1	1	25.2%
Totale prelevato	24	21	10.6%	42	41	0.3%

Valori cumulati fino al 31 marzo 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Offerta

Tabella 3. Offerta di gas naturale
(Mmc/g e variazioni tendenziali)

	Mar 2015	Mar 2014	Var. %	Apr 2015	Apr 2014	Var. %
Importazioni	157	144	9%	169	155	9%
Prod. Nazionale	18	19	-6%	18	19	-4%
Stoccaggi	48	32	51%	-31	-31	-1%
Capacità max	348	353	-1%	348	353	-1%
Load Factor	45%	41%		48%	44%	

Ultimo dato 19 aprile 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Tabella 4. Offerta cumulata di gas naturale
(Gmc e variazioni tendenziali)

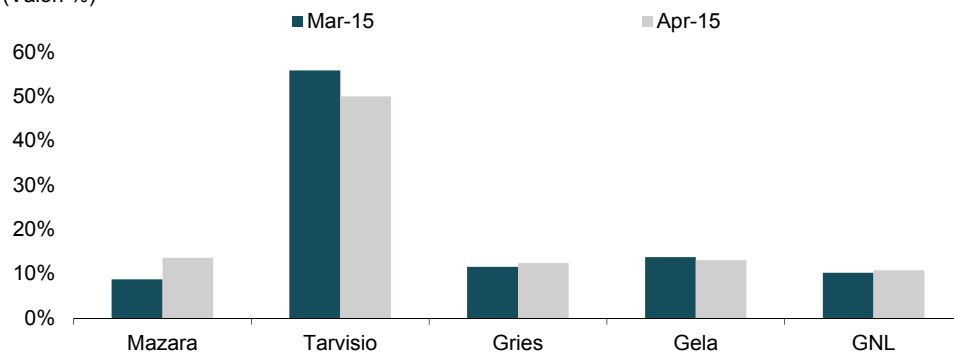
	AS 2015	AS 2014	Var. %	AT 2014	AT 2013	Var. %
Importazioni	14.4	14.6	-1.3%	27.8	31.4	-11.5%
Prod. Nazionale	1.6	1.7	-6.0%	3.3	3.6	-6.1%

Valori cumulati fino al 31 marzo 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Importazioni

Figura 1. Importazioni per punto d'entrata sul totale a marzo 2015 e aprile 2015
(Valori %)

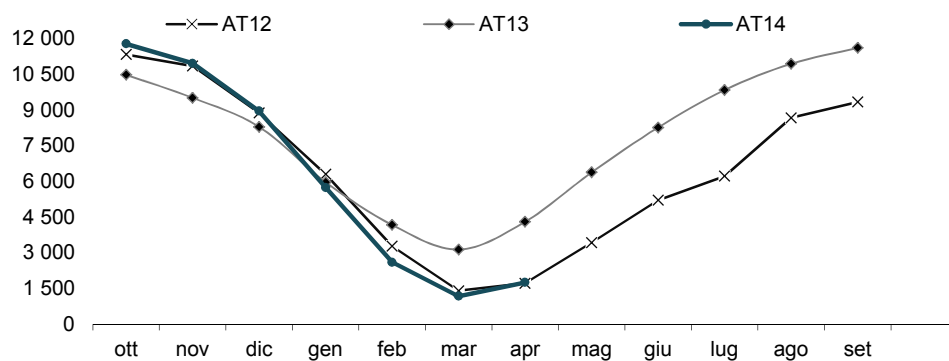


Valori al 19 aprile 2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati SRG

Stoccaggio

Figura 2. Giacenza in stoccaggio a fine mese in Italia
(Mmc) Ultimi Valori Mensili

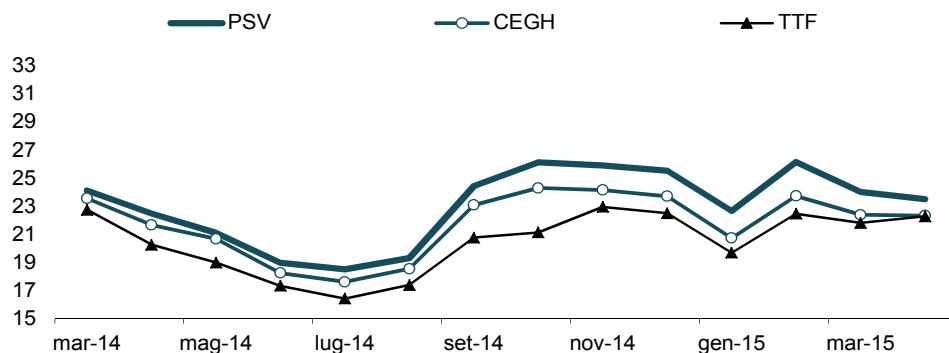


Ultimo dato 19 aprile 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Stogit e Edison Stoccaggio

Prezzi

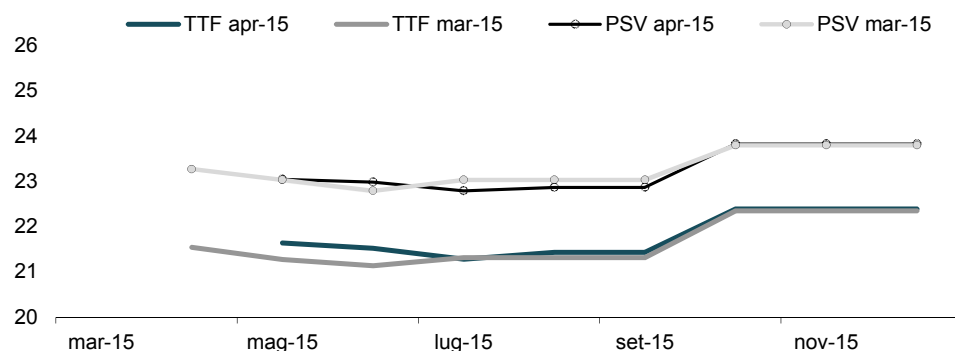
Figura 3. Prezzi day-ahead al PSV e in Europa
(€/MWh)



Ultimo dato 20 aprile 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts

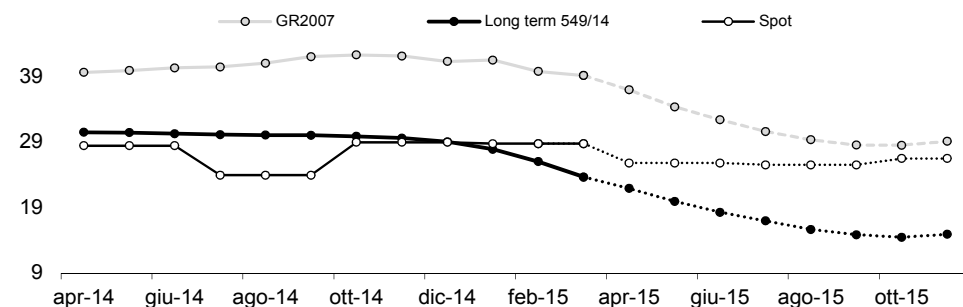
Figura 4. Curva a termine del prezzo gas al TTF e PSV costruita attraverso i prodotti forward (€/MWh) (media mese)



Ultimo dato 20 aprile 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Albasoluzioni

Figura 5. Gas release 2007, costo di approvvigionamento long term e spot (€cent/mc)

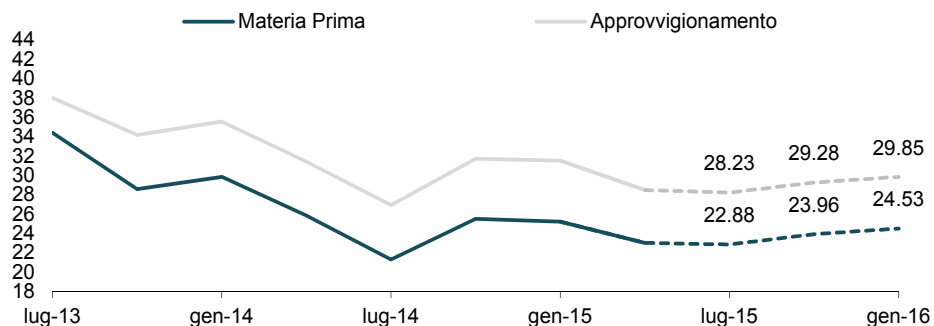


PCS 38.52 MJ/mc, il confronto avviene al PSV; Spot: C_{MEM},

Long term: P_{TOP} 196/2013/R/gas e P_{TOP} 549/2014/R/gas

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts, Autorità e forward media di mercato al 20 aprile 2015

Figura 6. Costo della materia prima e dell'approvvigionamento all'ingrosso nei prezzi tutelati* (€cent/mc)



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (linee tratteggiate) basate su forward al 20/4/2015

* Materia prima: QE fino a 3Q2013, poi P_{FOR}; Approvvigionamento: CCI fino a 3Q2013, poi C_{MEM}+CCR

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Albasoluzioni, DCO 38/2015/R/gas

Tabella 5. Confronto valori attribuiti ai rischi sottesi al calcolo della componente CCR (€cent/mc)

Voci	AT14 definitivo		AT15 definitivo	
	Inverno	Estate	Inverno	Estate
Costi operativi e remunerazione	1.81	1.81	1.81	1.81
Rischio profilo	0.08	0.08	0.13	0.13
Rischio livello	0.08	0.08	0.12	0.12
Rischio bilanciamento	0.01	0.01	0.03	0.03
Rischio eventi climatici invernali	0.06	0.00	0.09	0.00
Rischio pro die	0.75	0.75	0.62	0.62
Totale	2.78	2.72	2.79	2.70

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Autorità

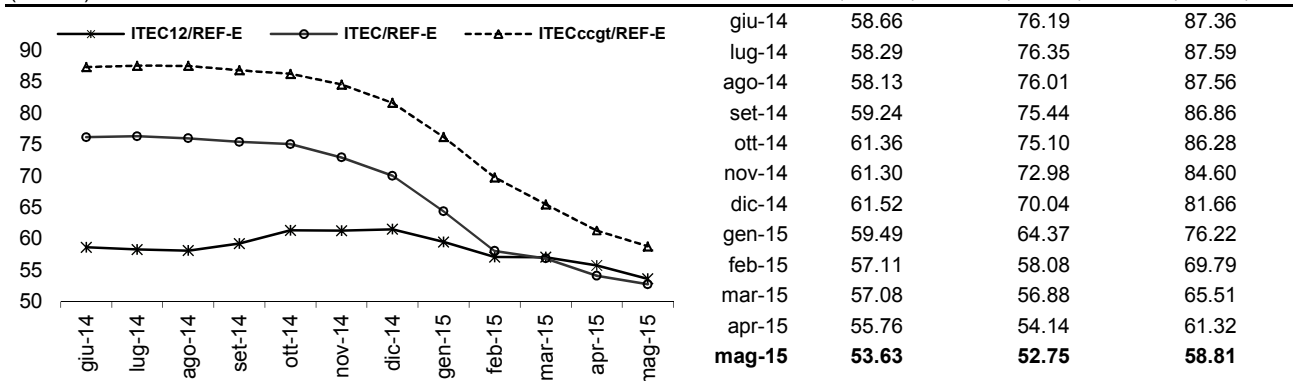
L'evoluzione di ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di aprile è pari a 55.76 €/MWh, in diminuzione del -2.3% sul dato di marzo (57.08 €/MWh). Tale calo è legato alle flessioni registrate dai combustibili sottostanti l'indice nel mese di marzo: Brent -3.8%, carbone -2.3% e TTF -0.6%. Tali dinamiche ribassiste non sono state compensate dal pur elevato deprezzamento della valuta europea rispetto a quella americana (-4.5%).

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di aprile si attesta a 54.14 €/MWh, in calo del -4.8% sul valore consuntivo di marzo (pari a 56.88 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** risulta pari a 61.32 €/MWh, un valore in diminuzione del -6.4% sul consuntivo del mese precedente (65.51 €/MWh). Nonostante nel mese di marzo si sia registrato un forte deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-4.5%), l'indice principale ha risentito delle flessioni dei combustibili sottostanti (gasolio - 5.3%, Brent -3.8%, olio BTZ -3.6% e carbone -2.3%).

Il valore *forward* per il mese di maggio dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 23 aprile, è pari a 53.63 €/MWh, in calo del -3.8% rispetto al consuntivo di aprile. I valori *forward* di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, per lo stesso periodo e anch'essi aggiornati al 23 aprile, sono pari a 52.75 €/MWh e 58.81 €/MWh, entrambi in flessione, rispettivamente del -2.6% e del -4.1%, sul consuntivo di aprile.

Evoluzione di ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E
(€/MWh)



Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di maggio sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Platts al 23/04/2015.

Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Platts.

Cos'è ITEC12/REF-E

ITEC12/REF-E incorpora l'evoluzione nel *mix* produttivo del parco termoelettrico italiano e le mutate strategie di approvvigionamento e di indicizzazione della materia prima. Il nuovo indice, costruito utilizzando dati Platts e aggiornato mensilmente, è caratterizzato dalla semplicità della formula di indicizzazione e dalla inclusione di componenti di prezzo *spot* nella determinazione dei costi di approvvigionamento per gli impianti a ciclo combinato. La pubblicazione dell'indice è cominciata dal mese di luglio 2012.

Cos'è ITEC/REF-E

ITEC/REF-E è l'indice creato nel 2004 al fine di fornire al mercato un riferimento di costo di generazione semplice, liquido, trasparente e rappresentativo. ITEC/REF-E è utilizzato da numerosi operatori quale riferimento per i contratti di fornitura di energia elettrica, rappresentando un riferimento per il mercato.

REF-E si impegna a mantenere la formula di ITEC nella sua struttura attuale fino al 31 dicembre 2015.



Indice Month Ahead Gas Italia

Progetto MAGI

COSA È MAGI

MAGI è un indice *month ahead* del prezzo gas al PSV. MAGI è indipendente, affidabile e trasparente: è calcolato su una media ponderata tra una componente di *survey* (30%) e una componente basata su transazioni effettivamente concluse (70%) per consegne nel mese successivo.

La metodologia sviluppata mira a far emergere il reale valore di mercato del gas eliminando possibili *gaming* da parte degli operatori. Il risultato della *survey* è pubblicato quotidianamente, mentre le transazioni sono aggiunte a fine mese, in tal modo gli operatori possono seguire le tendenze del mercato e avere un'idea della differenza tra le due componenti. Prima della pubblicazione un *auditor* verifica ambedue le componenti, che vengono pubblicate ogni mese in modo da garantire la massima trasparenza sul meccanismo di formazione dell'indice.

PERCHÉ MAGI

Gli indici *month ahead* possono essere utilizzati nei contratti di fornitura per le centrali termoelettriche, per i grandi consumatori industriali, o nei contratti di acquisto da produttori indipendenti. Tali indici hanno tipicamente una liquidità sottostante maggiore e una volatilità minore rispetto agli indici del giorno prima o di bilanciamento.

MAGI è trasparente, affidabile e indipendente: è pensato per riflettere i fondamentali del mercato del gas così come previsti dagli operatori con un mese di anticipo, e per permettere a tutti gli operatori di esprimere la loro *view* attraverso le transazioni concluse o proposte. MAGI fornisce finalmente un riferimento di prezzo affidabile da poter essere utilizzato nei contratti di compravendita e offre la possibilità di annullare l'esposizione di mercato attraverso la contrattazione di strumenti efficienti come i contratti di *swap*.

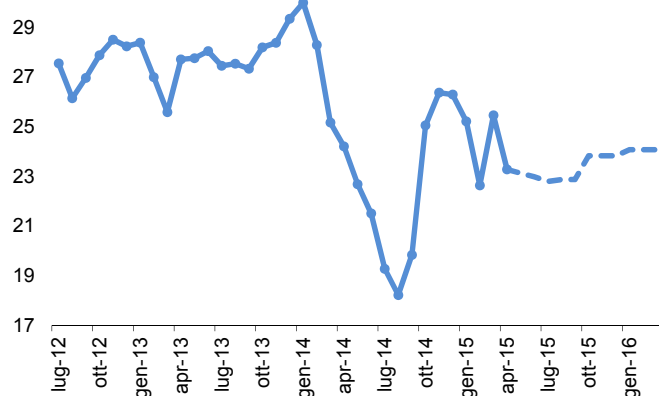
GLI SPONSOR

Gli *sponsor* del progetto MAGI sono Alba Soluzioni, REF-E and TFS Energy. Alba Soluzioni effettua le rilevazioni, REF-E esegue l'*auditing* mentre TFS coordina il progetto. Il progetto, regolato da un accordo tra le parti, è comunque aperto ad altre sponsorizzazioni.

Gli operatori coinvolti nella fase di realizzazione dell'indice (*survey* o transazioni) sono circa 60, la lista è pubblica e aggiornata costantemente.

ANDAMENTO

Evoluzione di MAGI (storico e curva a termine indicativa)
(€/MWh)



L'indice gas MAGI consuntivo per aprile 2015 è pari a 23.2747 €/MWh, risultato di una componente transazioni pari a 23.2765 €/MWh e di un valore leggermente inferiore rilevato attraverso le *survey* (23.2705 €/MWh). La quotazione di aprile 2015 è in netta discesa (-8.6%) rispetto al prodotto con consegna a marzo 2015, quotato 25.45 €/MWh. La quotazione del gas in consegna a aprile 2015 è anche inferiore a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (24.2 €/MWh). Il volume complessivo transato (9,199 MW) e il numero di operazioni registrate (378) sono decisamente superiori rispetto a quelli dei prodotti con consegna nei mesi scorsi: il volume di scambi sottostanti il calcolo dell'indice MAGI di aprile è infatti il massimo mai registrato dell'inizio della pubblicazione dell'indice. I primi scambi del prodotto con consegna a maggio 2015, relativi a un campione di 201 operazioni e un volume totale scambiato di 3,740 MW, indicano un prezzo stabile rispetto al prodotto con consegna ad aprile. Al 16 aprile, infatti, il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 23.122 €/MWh, -1% rispetto all'ultimo dato consuntivo. Le quotazioni per il gas in consegna nella prossima stagione estiva sono in risalita rispetto alle aspettative del mese scorso e rimangono vicine a 23 €/MWh, le quotazioni per il prossimo inverno invece hanno subito un leggero ribasso e rimangono di poco superiori a 24 €/MWh.

Per maggiori informazioni contattare Info@magindex.org o sul sito www.magindex.org o contattare uno degli *sponsor*:

www.albasoluzioni.com

www.ref-e.com

www.tfsbrokers.com