

ATTI PARLAMENTARI

XVI LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. **CCXXV**

n. **3**

RELAZIONE

**SULLO STATO DEL MERCATO DELL'ENERGIA
ELETTRICA E DEL GAS NATURALE E SULLO
STATO DI UTILIZZO ED INTEGRAZIONE DEGLI
IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI**

(Anno 2011, con aggiornamenti al mese di febbraio 2012)

*(Articolo 1, comma 12, della legge 23 agosto 2004, n. 239, come
modificato dall'articolo 28, comma 2, della legge 23 luglio 2009, n. 99)*

Presentata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas

(BORTONI)

Trasmessa alla Presidenza il 1° marzo 2012

PAGINA BIANCA

INDICE

<i>Premessa</i>	<i>Pag.</i>	5
<i>Sintesi dei contenuti</i>	»	6
<i>1. Stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale</i>	»	11
1.1 Scenario internazionale	»	11
1.2 Le politiche energetiche all'interno dell'Unione europea	»	12
<i>2. Mercato dell'energia elettrica</i>	»	14
2.1 Mercato dell'energia elettrica a pronti	»	14
2.2 Mercato dell'energia elettrica a termine	»	17
2.3 Mercato per il servizio di dispacciamento	»	18
2.4 Adeguatezza del sistema elettrico nazionale	»	19
2.5 Mercato al dettaglio	»	20
2.6 Interventi per ridurre le criticità	»	25
<i>3. Mercato del gas naturale</i>	»	29
3.1 Mercato all'ingrosso	»	29
3.2 Mercato al dettaglio	»	34
3.3 Interventi per ridurre le criticità	»	37
<i>4. Impianti alimentati da fonti rinnovabili elettriche</i>	»	42
4.1 Regolazione dell'accesso ai servizi di sistema: connessione alla rete	»	43
4.2 Regimi di ritiro	»	44
4.3 Meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili elettri- che	»	46
4.4 Criticità derivanti dall'integrazione delle fonti rinnovabili nel mercato elettrico	»	55
4.5 Interventi per ridurre la criticità	»	57
<i>5. Appendice - Prime valutazioni sugli effetti della crisi gas del mese di febbraio 2012</i>	»	59
5.1 Gli elementi di crisi e le misure adottate	»	59
5.2 Le misure adottate	»	60
5.3 Effetti della crisi sul mercato del gas	»	61
5.4 Situazione del mercato elettrico nel periodo dell'emergenza gas	»	63
5.5 Conclusioni	»	70

PAGINA BIANCA

PREMESSA

La presente relazione è formulata ai sensi dell'articolo 28, comma 2, della legge 23 luglio 2009, n. 99, che, integrando l'articolo 1, comma 3, della legge 23 agosto 2004, n. 239, dispone che: *“L'Autorità per l'energia elettrica e il gas riferisce, anche in relazione alle lettere c) ed i) del comma 3, entro il 30 gennaio di ogni anno alle Commissioni parlamentari competenti sullo stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale e sullo stato di utilizzo ed integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”*.

Le citate lettere c) ed i) dell'articolo 1, comma 3, della legge n. 239/04, fanno riferimento rispettivamente alla necessità di:

c) assicurare l'economicità dell'energia offerta ai clienti finali e le condizioni di non discriminazione degli operatori nel territorio nazionale, anche al fine di promuovere la competitività del sistema economico del Paese nel contesto europeo e internazionale;

i) tutelare gli utenti-consumatori, con particolare riferimento alle famiglie che versano in condizioni economiche disagiate.

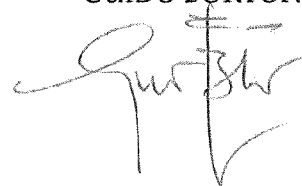
L'Autorità ha ritenuto opportuno posticipare l'invio della presente Relazione, al fine di dare conto anche degli effetti della crisi gas del mese di febbraio, nonché di formulare alcune osservazioni in merito alle disposizioni in materia energetica contenute nel disegno di legge di conversione del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, recante disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività (AS. 3110), approvato dalla Commissione Industria, Commercio, Turismo del Senato della Repubblica il 29 febbraio 2012.

La Relazione fa riferimento (per aspetti di funzionamento dei mercati, problematiche e proposte di strumenti in vista della definizione della politica energetica nazionale) alla Segnalazione di questa Autorità al Ministero dello Sviluppo economico 6 ottobre 2011 sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e relative criticità (PAS 21/11), di cui si confermano rilevanza ed attualità, a sua volta formulata ai sensi dell'articolo 3, comma 10 ter, del decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito nella legge 28 gennaio 2009, n. 2.

1 marzo 2012

SP

Il Presidente
GUIDO BORTONI



SINTESI DEI CONTENUTI

Il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica

Il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica italiano, fatta eccezione per la Sicilia e la Sardegna, non presenta grandi criticità dal punto di vista della concorrenzialità, anche a seguito della riduzione di domanda determinata dalla crisi economica. Tuttavia, i prezzi della borsa elettrica italiana, se comparati con quelli delle altre borse elettriche europee, non sembrano riflettere a pieno questa aumentata concorrenzialità. I differenziali di prezzo con le altre borse europee, oltre che a comportamenti strategici degli operatori, può essere ricondotto a:

- A. differenze nel *mix* tecnologico produttivo. A differenza degli altri paesi, in Italia gli impianti alimentati a gas naturale rappresentano la tecnologia marginale nella maggior parte delle ore (circa i 2/3 delle ore del 2011);
- B. maggiore costo del gas naturale rispetto alla media europea. Nel 2011 il prezzo medio del gas all'*hub* italiano (PSV) è stato superiore del 25% rispetto a quello degli *hub* olandese (TTF) e belga (Zeebrugge). Ciò potrebbe tradursi in un maggiore costo variabile degli impianti a ciclo combinato italiani dell'ordine dei 10 €/MWh;
- C. il maggiore costo variabile di produzione degli impianti termoelettrici italiani connesso con l'onere di acquisto dei certificati verdi, pari a circa 5,6 €/MWh.

Anche il funzionamento del mercato delle due isole maggiori è migliorato nel 2011, sebbene permangano importanti criticità. Il differenziale di prezzo con il Continente si è ridotto del 17% circa in Sicilia e del 15% in Sardegna, attestandosi rispettivamente a 23 €/MWh e 10 €/MWh.

Il miglioramento della situazione in Sicilia è imputabile prevalentemente all'attuazione degli impegni assunti da ENEL S.p.A. e ENEL Produzione S.p.A. riguardo l'ampliamento dell'insieme delle unità produttive regolate come unità essenziali. Il divario ancora esistente tra i prezzi della Sicilia e quelli del Continente è quindi riconducibile prevalentemente all'ormai obsoleto e mediamente più costoso parco impianti siciliano. A tale proposito va rilevato che le analisi di Terna segnalano la possibilità che nel 2012 si verifichino 10 settimane di alto rischio per la sicurezza e la continuità del servizio elettrico. La situazione dovrebbe migliorare nel 2014 con l'entrata in operatività della nuova interconnessione col Continente (linea Sorgente Rizziconi).

Il miglioramento della situazione in Sardegna è invece imputabile all'entrata in piena operatività del secondo cavo del SAPEI, avvenuta negli ultimi mesi del 2011. Questo aumento di capacità ha determinato un allineamento dei prezzi medi in Sardegna con quelli del Continente negli ultimi tre mesi del 2011. Il citato differenziale medio annuale di 10 €/MWh è quindi interamente attribuibile al periodo antecedente la piena entrata in operatività del cavo.

Con riferimento alla Sardegna va anche sottolineato che nei mesi di maggio e settembre si sono verificati alcuni guasti al SAPEI che hanno ridotto la capacità di interconnessione tra la Sardegna e il Continente. Inoltre, in alcune settimane dell'anno, parte degli impianti, la cui produzione di energia elettrica è collocata sul mercato dal GSE, sono andati fuori

servizio, riducendo significativamente l'offerta sull'isola. Questo ha consentito ad alcuni operatori di esercitare potere di mercato, portando ad un aumento dei prezzi nel mercato di dispacciamento.

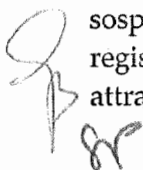
Il mercato al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale

Con riferimento alla vendita di energia elettrica, si rileva che, a quattro anni dalla liberalizzazione totale, la percentuale di clienti domestici serviti a condizioni di mercato, al di fuori del regime di maggior tutela, ha raggiunto il 18%, con un incremento annuo compreso tra i 3 ed i 5 punti percentuali nel periodo 2008 - 2011. Si tratta di un lento ma costante processo di apertura. Tuttavia, i dati segnalano che questi *switching* raramente rappresentano un genuino cambiamento di fornitore ma piuttosto si sostanziano spesso nel mero passaggio ad un'altra società collegata all' esercente la maggior tutela o, addirittura, nel semplice cambiamento di contratto con la stessa società. Nel 2011 circa il 13% dei clienti domestici forniti nel mercato libero, su un totale del 18%, ha scelto una società collegata all' esercente il servizio di maggior tutela che li forniva precedentemente. La situazione presenta connotati diversi quando guardiamo alle piccole imprese aventi diritto al servizio di maggior tutela. A fine settembre 2011 circa il 37% aveva optato per il mercato libero, di cui circa il 13% con un venditore collegato all' esercente la maggior tutela. Nel valutare il grado di apertura è, tuttavia, necessario considerare anche che la vendita al dettaglio in questo segmento di mercato è stata avviata ben prima (2004). Il processo di apertura è dunque in una fase più matura.

Con riferimento ai clienti di massa, occorre inoltre segnalare come questi abbiano manifestato esigenze crescenti di trasparenza, da un lato, e di supporto nella comprensione di un mercato ritenuto - a ragione - particolarmente complesso, dall'altro. Nel tempo si è assistito ad un aumento sensibile dei reclami e delle segnalazioni. In particolare, nel corso del 2010 e del 2011 sono pervenute numerose segnalazioni aventi ad oggetto la conclusione di contratti non richiesti e, in alcuni casi, la conseguente attivazione non richiesta di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale.

Infine, si ritiene importante segnalare come quello della morosità stia diventando tema particolarmente critico, con impatti importanti sulle dinamiche concorrenziali. Nel corso del 2011 si è, infatti, confermata la rilevanza del fenomeno degli inadempimenti contrattuali e ritardi nei pagamenti da parte dei clienti finali. Questo, da un lato, rappresenta un segnale di fatto di sofferenza dei consumatori e, dall'altro, comporta un aumento dei costi in capo ai venditori. Sono loro, infatti, i soggetti tenuti ad ottemperare alle obbligazioni contrattuali nei confronti, rispettivamente, dell'impresa distributrice e di Terna, nonché al versamento degli oneri fiscali, in presenza di morosità dei clienti finali serviti.

Il problema, particolarmente significativo per i clienti di massa, incide anche sul mercato dei clienti medio-grandi. Un'altissima percentuale dei consumatori ancora in salvaguardia è infatti costituita da clienti morosi. Ciò risulta rilevante con particolare riferimento ai clienti non disalimentabili, per i quali, in caso di morosità, non può essere eseguita la sospensione della fornitura. La scarsa dinamicità in uscita dal servizio di salvaguardia registrata a partire dal 2010 può dunque essere spiegata, almeno in parte, dalla scarsa attrattività di questi clienti per i venditori del mercato libero. L'incidenza della morosità



spiega in parte anche l'aumento dei corrispettivi pagati da questi clienti, oggi ben al di sopra delle offerte disponibili sul mercato libero.

Molte delle criticità rilevate nella vendita al dettaglio dell'energia elettrica sono intrinsecamente connesse con le difficoltà di apertura alla concorrenza di un mercato di massa, in cui i clienti hanno storicamente avuto un ruolo passivo, nell'ambito di un contesto totalmente regolato. A queste difficoltà, comuni a molti servizi di pubblica utilità aperti alla concorrenza, si affiancano altre criticità connesse alle caratteristiche specifiche dei mercati dell'energia. Tra queste, la necessità di assicurare una gestione coordinata di una mole ingente di dati e di informazioni, anche al fine di assicurare la corretta attribuzione delle responsabilità nella erogazione dei servizi di bilanciamento e di trasporto, nonché di assicurare ai venditori e agli stessi clienti le informazioni necessarie ad effettuare scelte consapevoli.

Le citate criticità si applicano anche alla vendita del gas naturale. Anche per questo settore valgono, dunque, molte delle valutazioni effettuate per il settore elettrico. La vendita al dettaglio di gas naturale presenta tuttavia alcune specificità. La prima è strutturale e deriva dall'assetto del settore prima della liberalizzazione. Nel gas il numero totale dei venditori è simile a quello del settore elettrico – circa 300 – ma non vi è un operatore così dominante e una frangia di piccolissimi concorrenti. Questo dovrebbe, in linea di principio, facilitare l'apertura del mercato.

In realtà la percentuale di clienti finali - con diritto a tutela di prezzo - serviti sul mercato libero è in crescita ma ancora al di sotto di quella del settore elettrico. A fine settembre 2011 si attestava complessivamente al 15% (13% per i clienti domestici e condomini uso domestico, 51% per gli altri clienti), con un incremento del 5% rispetto al settembre 2010. La minore dimensione della quota di clienti serviti a condizioni di mercato è spiegata da una molteplicità di fattori, tra cui la diversa organizzazione dei meccanismi di tutela ed alcune distorsioni nella regolazione del settore rispetto a quello elettrico. L'Autorità sta operando per risolvere le distorsioni e le barriere allo *switching*. Ci si attende, quindi, un miglioramento nel funzionamento di questo mercato nei prossimi anni.

Il mercato all'ingrosso del gas naturale

Il mercato del gas, benchè caratterizzato nel 2011 da consumi nazionali pari a 77 miliardi di Smc, in calo rispetto all'anno precedente, e da un utilizzo delle infrastrutture di importazione inferiore al 70%, evidenzia ancora necessità di potenziamento del sistema infrastrutturale, come si è dimostrato nel corso dell'emergenza gas dei primi giorni di febbraio (cfr. Appendice), a fronte degli sfavorevoli eventi climatici che hanno interessato il nostro Paese, così come l'intera Europa. Tale emergenza ha evidenziato che il nostro sistema gas, a fronte di particolari ed eccezionali condizioni, presenta ancora, nonostante i recenti sviluppi di nuova capacità di stoccaggio, situazioni di criticità legate ai limiti di capacità di immissione di gas nel singolo giorno. Anche per questo motivo l'Autorità ritiene quanto mai indispensabile uno sviluppo delle infrastrutture di importazione (rigassificatori e gasdotti) e di stoccaggio.

Uno sviluppo delle infrastrutture consentirebbe una diversificazione dell'offerta, con positivi impatti in termini non solo di sicurezza, ma anche di concorrenzialità, consentendo l'ingresso di nuovi operatori.

SP

Nell'ambito di tale sviluppo, rileva positivamente la decisione assunta con il decreto legge n. 1/12, attualmente in fase di conversione in legge, di procedere alla separazione proprietaria del complesso dei servizi regolati di trasporto, di stoccaggio e di distribuzione di gas naturale dalle altre attività della relativa filiera svolte in concorrenza.

Nel settore permangono tuttavia anche altri profili di criticità, che appaiono evidenti se si considerano i tassi di utilizzo della capacità di trasporto presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con i principali hub europei, e i differenziali di prezzo del gas *spot* tra questi *hub* e il nostro Paese.

Proprio nel corso del 2011, in sede comunitaria, per opera di ACER e della Commissione europea, si sono sviluppati lavori per la predisposizione di misure volte a superare le congestioni di rete - congestioni non fisiche, ma contrattuali, relative a capacità di utilizzo assegnata, ma non utilizzata - e a consentire il trasporto di gas tra i diversi *hub* europei, attraverso la definizione di linee guida relative alle allocazioni di capacità e ai mercati di bilanciamento, la cui attuazione comporterà un profondo cambiamento degli attuali equilibri tra importatori e produttori, disegnando un mercato interno europeo del gas, con profonde ricadute sui diversi mercati nazionali.

Nel nostro Paese, dopo la positiva introduzione del mercato di bilanciamento di merito economico, occorre si sviluppi pienamente la borsa del gas, con l'avvio e lo sviluppo della negoziazione di prodotti fisici a termine, passaggio fondamentale per garantire condizioni di offerta trasparenti e la disponibilità di strumenti per la copertura dei rischi e delle incertezze anche nel medio-lungo periodo.

Interventi analoghi a quello del bilanciamento andrebbero assunti anche in tema di allocazione della capacità di stoccaggio di modulazione, al fine di assicurare al mercato adeguati strumenti di flessibilità, che consentano l'ingresso di nuovi operatori e la piena affermazione della concorrenza.

Al fine di migliorare l'efficienza e la competitività del mercato nel settore del gas naturale, l'Autorità ritiene che, accanto ad un imprescindibile sviluppo infrastrutturale, sia opportuno intervenire su alcuni aspetti.

Tra questi si segnala l'opportunità dell'introduzione di un operatore unico dei servizi di trasporto e bilanciamento, che consenta di superare attuali inefficienze correlate alla presenza di più operatori, la cui pluralità non offre benefici di tipo concorrenziale, così come l'istituzione di un operatore unico a livello nazionale del servizio di misura al perimetro della rete di trasporto.

Tale operatore del bilanciamento, operando maggiormente nel mercato, potrebbe divenire un utile strumento anche per la gestione delle situazioni critiche nell'approvvigionamento del gas naturale, secondo quanto previsto dalla normativa europea.

Le fonti energetiche rinnovabili nel mercato elettrico

I meccanismi d'incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili per la produzione di energia elettrica hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che, nel 2011, ha superato i 45 TWh.

Si stima che per l'anno 2011, i costi derivanti dall'incentivazione diretta delle fonti energetiche rinnovabili elettriche siano pari a circa 7 miliardi di euro e che nel 2012 tale costo salga a 9,4 miliardi. Dei 9,4 miliardi di euro circa 8,7 trovano copertura nella

componente tariffaria A3, mentre il resto si riferisce ai costi associati ai certificati verdi negoziati; non sono cioè oggetto di ritiro da parte del GSE, coperti attraverso un aumento dei prezzi all'ingrosso di energia elettrica.

Oltre al sostegno alle fonti rinnovabili elettriche, la componente tariffaria A3 finanzia altre voci di spesa, tra cui l'incentivazione degli impianti alimentati da fonti assimilate, per i quali continuano ad essere vigenti le convenzioni Cip n. 6/92 (al netto, quindi, dei contributi da erogare per le risoluzioni anticipate delle convenzioni Cip n. 6/92, che potrebbero ammontare a poco meno di 400 milioni di euro). Questi incentivi per il 2012 dovrebbero valere poco più di 800 milioni di euro.

Infine, agli 8,4 miliardi di euro a carico della componente tariffaria A3 e derivanti dalle incentivazioni dirette, occorre anche aggiungere quelli attribuibili al ritiro dedicato, allo scambio sul posto e al funzionamento del GSE. Si stima che complessivamente, sommando questi oneri a quelli delle incentivazioni dirette si raggiunga un totale in capo alla componente A3 prossimo a 10,5 miliardi di euro.

Per quanto riguarda l'andamento dei costi attesi per il 2012 fino al 2020 per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nella segnalazione di questa Autorità PAS 12/11, a cui si rimanda, si evidenziava che il costo degli strumenti incentivanti, per il solo anno 2020, era stimato nell'ordine dei 10 - 12 miliardi di euro. Tuttavia, come sopra detto, già nel 2012 ci si attende di raggiungere un costo complessivo superiore a 9 miliardi di euro. Pertanto, i dati presentati meno di un anno fa potrebbero risultare sottostimati rispetto ai costi effettivi che si andranno a sostenere nel 2012.. Ciò dipende dalle scelte che verranno effettuate in sede di implementazione del decreto legislativo n. 28/11, con particolare riferimento alla definizione dei nuovi strumenti incentivanti per le fonti rinnovabili elettriche diverse dalla solare fotovoltaica, e dalle eventuali decisioni relative all'estensione degli incentivi previsti per gli impianti fotovoltaici, a seguito del raggiungimento del costo indicativo cumulato annuo massimo atteso per i primi mesi del 2013 (7 Mld di euro).



1. STATO DEI MERCATI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE

1.1 SCENARIO INTERNAZIONALE

Il 2011 è stato un anno critico per i mercati dell'energia, particolarmente in Europa: contestualmente alle tensioni sul debito sovrano di alcuni Paesi dell'area euro e al rallentamento dell'economia mondiale, che hanno avuto un impatto sulla domanda di energia, si è registrato un sensibile aumento del prezzo del petrolio rispetto ai corsi "di crisi", con conseguenti riflessi anche sui prezzi del gas in Europa. La crisi dei mercati monetari, poi, ha inciso indirettamente sul settore attraverso l'aumento del costo del debito.

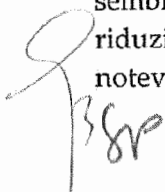
I ritardi nell'adozione di soluzioni per la *governance* comunitaria, nonché la posizione degli Stati Uniti nel processo di consolidamento delle finanze pubbliche, hanno inoltre condizionato le aspettative degli operatori, con riflessi negativi sulle prospettive di sviluppo economico.

Nel mondo, dopo la ripresa del prodotto interno lordo, registrata a livello mondiale nel 2010 (+4,6%) e proseguita nel primo semestre 2011, si è assistito ad un complessivo rallentamento economico, seppure con forti divaricazioni tra regioni. In particolare, nel Bollettino Economico di gennaio, Banca d'Italia segnala come nel terzo trimestre 2011 l'attività economica abbia segnato un recupero congiunturale in paesi quali gli Stati Uniti (+1,8%), Giappone (+5,6%) e Regno Unito (+2,3%), una lieve decelerazione, seppure su livelli ancora elevati, nelle economie emergenti quali Cina (+9,1%) e India (+6,9%) e una brusca frenata, e in alcuni casi contrazione, nella zona euro (in media +0,1%), con punte negative nei Paesi periferici (-0,2% in Italia, -0,4% in Portogallo, 0% in Spagna).

Le attese sul 2012 per l'economia mondiale e, in particolare, per la zona euro non sono per nulla incoraggianti. Secondo le ultime indicazioni del Fondo Monetario Internazionale il prodotto interno lordo mondiale dovrebbe salire del 3,3% nel 2012 (-0,7 punti sulle precedenti stime) e del 4% nel 2013 (-0,5). L'area dell'euro dovrebbe invece registrare una moderata recessione nel 2012, trascinata verso il basso da Paesi, quali l'Italia (PIL in calo del 2,2% nel 2012 e dello 0,6% nel 2013), maggiormente esposti al rialzo dei redimenti dei titoli di Stato, alla diminuzione del credito all'economia reale e all'impatto delle ulteriori misure di consolidamento fiscale.

Il settore energetico ha decisamente risentito delle recenti dinamiche macroeconomiche. Nell'ambito dell'Unione Europea, la domanda nei settori dell'energia elettrica e del gas ha registrato forti oscillazioni per effetto sia del ciclo economico sia di variazioni significative nelle condizioni climatiche.

La domanda europea di gas naturale, che nel 2010 aveva registrato un incremento superiore al 7%, dovuto al miglioramento del ciclo economico e in parte a condizioni climatiche particolarmente rigide, in base ai primi dati disponibili circolati, nel 2011 sembra essersi ridotta in misura superiore al 10% rispetto all'anno precedente. La riduzione è spiegata principalmente dalle temperature miti che hanno ridotto notevolmente la domanda per il riscaldamento domestico.



Tale dinamica appare confermata, seppure in misura attenuata, anche in Italia, dove nel 2011 si è registrata una riduzione del 6,4%. Tale riduzione è dovuta non solo alle mutate condizioni climatiche ed al ciclo macroeconomico ma anche al forte sviluppo delle fonti rinnovabili, che hanno indotto un calo sensibile dei consumi termoelettrici, solo in parte compensato dalla crescita dei consumi industriali.

Con riferimento al mercato elettrico europeo, nel 2010 si è registrato un recupero della domanda elettrica (dopo una diminuzione del 4% nel 2009), che si è così riportata in questo caso ai livelli del 2008. In base ad informazioni preliminari disponibili, sembra che nel 2011 i consumi di energia elettrica siano in calo nei principali Paesi europei, con l'Italia in controtendenza, grazie ad un incremento, seppure modesto, della domanda (+0,6%).

Per quanto concerne l'andamento dei mercati internazionali delle fonti fossili, nel 2011 si è registrato un netto incremento delle quotazioni di tutti i combustibili, in linea con le tendenze già emerse nell'anno precedente. Gli aumenti sono risultati particolarmente evidenti nei mercati dei greggi e dei suoi prodotti di raffinazione, dove i prezzi hanno raggiunto il massimo storico su base annuale. Il Brent, nel 2011, ha raggiunto i 111,3 \$/bbl, con un aumento del 40% rispetto all'anno precedente. Le variazioni nei prezzi dei combustibili in euro risultano più contenute in ragione dell'effetto del tasso di cambio, pari a 1,39 \$/€, ma comunque rilevanti.

Nell'analisi dello scenario energetico internazionale va infine segnalato l'impatto che l'incidente alla centrale nucleare giapponese di Fukushima, avvenuto nel marzo 2011, ha avuto sulle scelte di politica energetica di varie nazioni. I programmi di sviluppo di nuove centrali nucleari sono stati messi in dubbio in molti paesi, tra cui la Germania, che ha addirittura deciso di uscire dal nucleare, con impatti sugli equilibri energetici continentali, inclusi gli investimenti in energie alternative.

1.2 LE POLITICHE ENERGETICHE ALL'INTERNO DELL'UNIONE EUROPEA

Sotto il profilo delle politiche energetiche all'interno dell'Unione Europea, il 2011 è stato caratterizzato dalla forte accelerazione impressa alle azioni di integrazione dei mercati energetici nazionali. In particolare, il Consiglio europeo straordinario sull'energia del febbraio 2011 ha indicato nel 2014 l'anno del completamento del mercato interno dell'energia elettrica e del gas. Inoltre ACER (Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia), divenuta pienamente operativa il 3 marzo 2011, nel corso dell'anno ha pubblicato le prime linee guida per l'integrazioni dei mercati energetici. Tali linee guida, tradotte dalle associazioni dei gestori di rete europee (ENTSO-E per l'elettricità e ENTSO-G per il gas naturale) in codici di rete, potranno definire un nuovo assetto normativo europeo, stabilendo norme cogenti per i futuri assetti dei mercati nazionali al fine di garantire un efficace processo di integrazione.

Nel 2011 ACER ha assunto anche competenze in materia di sorveglianza dei mercati energetici all'ingrosso, in forma coordinata, con i regolatori nazionali e nell'ottica di integrazione dei mercati europei. Il nuovo Regolamento n. 1227/2011 relativo a norme per l'integrità e la trasparenza dei mercati all'ingrosso dell'energia (REMIT) è entrato in vigore il 28 dicembre 2011.

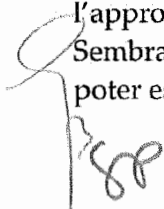
Nonostante il forte impulso impresso al processo, si deve tuttavia riconoscere che la strada verso la piena integrazione del mercato europeo appare ancora irta di ostacoli in tutti i Paesi membri e l'obiettivo del 2014 rischia di essere solo un *target* di una "prima attuazione" dell'integrazione, ancora tutta da perfezionare. Il processo di integrazione si presenta particolarmente viscoso nel mercato del gas, mentre nel settore elettrico si sta procedendo più speditamente.

Con riferimento in particolare ai mercati all'ingrosso dell'energia elettrica, nel corso del 2011 l'accoppiamento dei mercati del giorno prima di un notevole numero di Stati membri (Francia, Belgio, Olanda, Germania, Paesi Scandinavi) ha conseguito ottimi risultati in termini di gestione della capacità transfrontaliera, tanto da individuare in tale progetto (denominato *North West Europe market coupling*) un progetto pilota per la futura integrazione di tutte le borse elettriche nazionali.

Proprio tale approccio di accoppiamento dei mercati del giorno prima è stato individuato da ACER come il modello di riferimento per l'allocazione della capacità su base giornaliera: nel luglio 2011 ACER ha infatti emanato le prime linee guida per la gestione delle congestioni internazionali e l'allocazione della capacità transfrontaliera (CACM framework guidelines). Tali linee guida, che saranno tradotte da parte di ENTSO-E in codici di rete nella prima metà del 2012, detteranno le regole cui ciascuno Stato membro dovrà attenersi nel disegnare o adeguare il proprio mercato.

Per quanto riguarda il mercato italiano, va rilevato che, nel corso della prima metà del 2012, saranno introdotte ulteriori procedure competitive (aste), che permetteranno all'energia importata ed esportata di essere negoziata su base infragiornaliera.

A differenza di quanto descritto per il settore elettrico, nel mercato del gas naturale l'approccio volontario non ha, sino ad oggi, consentito di raggiungere i risultati sperati. Sembra dunque necessario attendere l'emanazione dei primi codici di rete europei per poter esprimere un giudizio sul grado di integrazione raggiungibile nel breve periodo.



2. MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

2.1 MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA A PRONTI

Il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica italiano non sembra presentare, per lo meno nell'Italia peninsulare (di seguito: Continente), rilevanti criticità dal punto di vista della concorrenzialità. Nel 2011 il numero di produttori è aumentato sensibilmente e la quota di mercato dell'operatore maggiore, Enel, si è ridotta del 10% rispetto al 2005, assestandosi intorno al 30% della produzione totale nazionale.¹ Negli ultimi tre anni il livello della concorrenzialità è migliorato, soprattutto per effetto della contrazione della domanda dovuta alla crisi economica iniziata nella seconda metà del 2008 pre-crisi (-2% dal 2008 al 2011).² Nel 2011 il prezzo medio di acquisto nel *mercato del giorno prima* (MGP) è stato pari a 72,23 €/MWh, sensibilmente inferiore rispetto al prezzo medio del 2008, pari a circa 86,99 €/MWh.

Tuttavia, la dinamica del prezzo medio della borsa elettrica italiana, se comparata con l'andamento dei prezzi delle altre borse elettriche europee, non sembra riflettere a pieno questa aumentata concorrenzialità. Il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica nel MGP è cresciuto del 48% dal 2005 al 2008, in linea con quanto accaduto in altri Paesi europei come la Germania, la Francia e la Spagna, aumentati, rispettivamente, del 43%, 48% e 20%. Nel 2009, per effetto della crisi economica, il prezzo medio in Italia si è ridotto del 27% rispetto all'anno precedente, in misura inferiore rispetto al calo registrato negli altri principali Paesi europei (in Germania, Francia e Spagna rispettivamente del 41%, 38% e 43%). Considerando, quindi, l'arco temporale complessivo 2005-2011, il prezzo medio in Italia è cresciuto del 23%, contro l'11% della Germania e il 5% della Francia. Nello stesso periodo il prezzo medio in Spagna è sceso del 7%. Nel 2011, i differenziali fra il livello medio dei prezzi in Italia e i livelli medi nei tre citati paesi si sono quindi assestati rispettivamente a 21,1 €/MWh con la Germania, a 23,3 €/MWh con la Francia e a 22,3 €/MWh con la Spagna.

Lo scostamento tra l'andamento del prezzo italiano e quello degli altri Paesi europei può essere ricondotto, oltre che a comportamenti di mercato degli operatori, ai seguenti fattori:

- A. differenze nel *mix* tecnologico produttivo. In Italia gli impianti termoelettrici a ciclo combinato alimentati a gas naturale rappresentano la tecnologia marginale nella maggior parte delle ore (circa i 2/3 nel 2011), mentre negli altri paesi europei la tecnologia marginale in un numero significativo di ore è rappresentata da impianti termoelettrici alimentati a carbone o da impianti termonucleari. Tali tecnologie hanno costi variabili di produzione nettamente inferiori a quelli del ciclo combinato;
- B. a parità di tecnologia marginale, il prezzo del gas naturale nel nostro paese si colloca su livelli più alti rispetto a quello medio europeo. Nel 2011 il prezzo medio del gas all'*hub* italiano (PSV) è stato superiore del 25% rispetto al prezzo medio degli *hub* olandese

¹ Nel 2012 è probabile che l'assetto del mercato subisca qualche variazione. Nell'ambito dell'accordo raggiunto per la cessione di Edison a EDF si è definito il passaggio di Edipower al gruppo societario di cui fanno parte A2A e IREN. Inoltre, è possibile che a causa della negativa congiuntura economica si verifichi l'uscita dal mercato di alcuni operatori.

² La crisi economica ha, inoltre, determinato un calo dei prezzi dei combustibili fossili che alimentano la maggior parte degli impianti di produzione elettrica presenti in Italia. Nel 2011, ad esempio, il prezzo del gas è sceso del 3% rispetto al 2008.

88

(TTF) e belga (Zeebrugge), ossia di circa 5,7 €/MWh; nell'ipotesi in cui vi siano regole di bilanciamento omogenee sui mercati del gas interessati e assumendo che i produttori dei paesi oggetto di comparazione abbiano effettivamente l'opportunità di scegliere quotidianamente se consumare il gas per la produzione termoelettrica o rivenderlo sui rispettivi *hub* di riferimento³, ciò si tradurrebbe in un maggiore costo variabile degli impianti termoelettrici a ciclo combinato italiani pari a circa 10,7 €/MWh (ipotizzando un rendimento standard della tecnologia pari al 53%);

C. il differente meccanismo di incentivazione delle energie rinnovabili elettriche. Il vigente meccanismo dei certificati verdi incrementa i costi variabili di produzione e, conseguentemente, il livello dei prezzi all'ingrosso rispetto ai prezzi di altri Paesi, ove non trova applicazione una analoga modalità di incentivazione delle fonti rinnovabili. Ciò si traduce in un differenziale di costo variabile degli impianti termoelettrici italiani pari a circa 5,6 €/MWh. Tale meccanismo esaurirà i suoi effetti solo nel 2015.

L'analisi dei dati sopra illustrati mostra come i tre fattori sopraelencati spieghino, da soli, la differenza esistente tra i prezzi all'ingrosso italiani e quelli europei. L'andamento dei margini medi a copertura dei costi fissi degli impianti termoelettrici a ciclo combinato nel 2011 avvalorava ulteriormente questa analisi. I differenziali medi⁴ settimanali fra il prezzo dell'energia elettrica nel MGP (il prezzo unico nazionale o PUN) ed il costo variabile⁵ di un impianto termoelettrico a ciclo combinato⁶ (*clean spark-spread*) sono stati sistematicamente nulli o negativi in tutte le settimane del 2011, mentre erano positivi nel 2010.

Per quanto concerne l'articolazione geografica dei prezzi nel MGP, nel 2011 si è ridotto il differenziale di prezzo tra le Isole e il Continente. La riduzione è stata del 17% circa in Sicilia e del 15% in Sardegna, attestandosi rispettivamente a 23 €/MWh e 10 €/MWh.

Il miglioramento della situazione in Sicilia è imputabile ai seguenti fattori:

- l'attuazione degli impegni assunti da ENEL S.p.A. e ENEL Produzione S.p.A., secondo cui ENEL si è vincolata a presentare offerte di vendita nel mercato del giorno prima a prezzi non superiori ai 190 €/MWh per l'anno 2011, aggiustato negli anni successivi per le variazioni di un indice del prezzo del Brent (l'impegno è vincolante sino al 2013);
- la decisione dell'Autorità di accogliere la richiesta di ammissione al regime di reintegrazione dei costi previsto per gli impianti essenziali da parte degli impianti di San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV (EDIPOWER S.p.a.), Augusta e Porto Empedocle (ENEL Produzione S.p.a.) e Trapani (E.ON Energy Trading S.p.a.). Ciò implica, per la quota di potenza essenziale, l'obbligo di offerta a prezzo nullo su MGP e, per la quota di potenza non essenziale - laddove l'operatore scelga di offrirla su MGP - l'obbligo di offerta a prezzo non superiore al costo variabile riconosciuto dall'Autorità.

Come illustrato più dettagliatamente nella parte riguardante il mercato per il servizio di dispacciamento, gli interventi sopra descritti hanno, di fatto, impedito agli operatori

³ Si può assumere PSV come *hub* di riferimento per l'Italia, Zeebrugge come *hub* di riferimento per la Francia e TTF come *hub* di riferimento per la Germania.

⁴ Si tratta della media aritmetica su base settimanale dei differenziali orari

⁵ Inclusivo del costo opportunità dei permessi di emissione e di quello dei certificati verdi.

⁶ Nell'ipotesi di funzionamento uniforme nell'arco delle 24 ore.

pivotali in quella zona di esercitare il proprio potere di mercato. Pertanto, il divario ancora esistente tra i prezzi della Sicilia e quelli del Continente è riconducibile prevalentemente all'ormai obsoleto e mediamente più costoso parco impianti siciliano. La situazione è destinata a migliorare nel 2014, per effetto dell'entrata in operatività della nuova infrastruttura di interconnessione col Continente (linea Sorgente Rizziconi).


Il miglioramento della situazione in Sardegna è invece imputabile all'incremento della capacità di interconnessione con il Continente. In particolare, la piena entrata in operatività del secondo cavo del SAPEI - avvenuta negli ultimi mesi del 2011 - ha portato la capacità massima di interconnessione Sardegna-Continente e Continente-Sardegna rispettivamente a 1.000 MW e 870 MW. Questo aumento di capacità ha determinato un allineamento dei prezzi medi in Sardegna con quelli del Continente negli ultimi tre mesi del 2011, che perdura nel mese di gennaio 2012. Il differenziale medio annuale di 10 €/MWh è quindi interamente attribuibile al periodo antecedente la piena entrata in operatività del cavo.

L'articolazione geografica dei prezzi nel MGP all'interno del Continente merita un'analisi a parte. Sebbene in una vasta maggioranza di ore i prezzi delle zone che compongono il Continente⁷ risultino fra loro allineati⁸ e inferiori ai prezzi della zona Sicilia, taluni fenomeni verificatisi nell'arco temporale che intercorre fra l'inizio del 2010 e i primi due mesi del 2012 testimoniano il permanere di importanti limitazioni (colli di bottiglia) sui seguenti transiti:

- dai poli di produzione limitata di Brindisi, Foggia e Rossano alla zona Sud;
- dalla zona Sud alla zona Centro-Sud;
- dalla zona Centro-Sud alla zona Centro-Nord.


Come dimostrano i recenti picchi di prezzo registrati in Francia e in Svizzera nella sesta settimana del 2012 (precisamente dal 6 al 10 febbraio 2012), ogniqualvolta i prezzi esteri superano i prezzi italiani in misura tale da invertire i flussi di *import-export* (ossia da un'importazione netta a un'esportazione netta di energia elettrica) il mercato italiano tende a separarsi in due o tre tronconi⁹ da Sud a Nord. Infatti, il primo transito a saturarsi è quello fra la zona Sud e la zona Centro-Sud mentre il secondo è quello fra la zona Centro-Sud e la zona Centro-Nord.

Nelle ore di picco dei giorni dal 6 al 10 febbraio 2012, la zona Sud risultava quindi essere quella più economica e separata dalle zone Centro-Sud e Sardegna, i cui prezzi erano allineati su livelli più alti ma inferiori a quelli ancor più alti delle zone Centro-Nord e Nord (a loro volta inferiori ai livelli di prezzo registrati in Francia e Svizzera). L'effetto principale di questi colli di bottiglia è anzitutto quello di impedire alla capacità produttiva localizzata nei poli di produzione limitata di Brindisi, Foggia e Rossano e nella zona Sud di concorrere pienamente al soddisfacimento della domanda nella zona Nord e nelle zone estere. Analogo problema interessa, seppure in misura minore, la capacità produttiva localizzata nelle zone Centro-Sud e Sardegna.

 ⁷ Le zone Nord, Centro-Nord, Centro-Sud e Sud più i poli di produzione limitata di Monfalcone, Foggia, Brindisi e Rossano.

⁸ Il Continente è cioè un'unica zona di mercato.

⁹ Zone di mercato.



La situazione descritta rende evidente l'esigenza di accelerare i potenziamenti della capacità di interconnessione volti a rimuovere i colli di bottiglia sulla direttrice Sud-Centro Sud, previsti nel piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale solo dopo il 2015.

2.2 MERCATI DELL'ENERGIA ELETTRICA A TERMINE

L'Autorità ritiene che lo sviluppo di mercati a termine di lungo periodo sia un elemento fondamentale per aumentare la contendibilità e, quindi, la concorrenza nel mercato all'ingrosso, al fine di fornire sia segnali di prezzo sia la possibilità di copertura dei rischi delle future evoluzioni del mercato *spot*.

Con riguardo alla liquidità dei mercati, si deve sottolineare che, a fronte di un *mercato a pronti* (o *mercato spot*) caratterizzato da un'estrema liquidità, i *mercati regolamentati a termine*, sono ancor oggi, a più di sette anni dall'avvio della Borsa dell'energia, caratterizzati da una bassa liquidità. Un certo grado di liquidità si sta sviluppando solo su mercati a termine non regolamentati (OTC). Ciò rappresenta un elemento di forte criticità, in considerazione dell'impossibilità per i consumatori di disporre di informazioni adeguate in fase di negoziazione di contratti bilaterali. Le ragioni alla base del mancato sviluppo dei mercati a termine regolamentati potrebbero essere riconducibili al fatto che le garanzie finanziarie richieste, per accedere a questi mercati, sono percepite dagli operatori come troppo onerose rispetto alle garanzie richieste per le negoziazioni OTC. Gli operatori, infatti, non sempre possiedono tutte le informazioni rilevanti per valutare i maggiori rischi derivanti da transazioni OTC. In particolare, a differenza dei mercati a termine regolamentati, dove la controparte di tutti gli scambi è la borsa stessa, le transazioni sui mercati OTC potrebbero non internalizzare il rischio derivante dal possibile fallimento a cascata di più operatori, compresa la propria specifica controparte¹⁰. Per stimare la liquidità dei mercati a termine in Italia, è necessario analizzare i volumi dei contratti comunicati dagli operatori rilevanti¹¹ sulla Piattaforma Dati Esterni (PDE) predisposta da GME, ai sensi del Testo integrato del monitoraggio (deliberazione ARG/com 155/11).

Al 31 dicembre 2011 circa l'89% delle transazioni sono avvenute attraverso contrattazione bilaterale (OTC).

I prezzi *forward* segnalano un'attesa di aumento dei prezzi dei contratti annuali *baseload* 2012 rispetto agli annuali *baseload* 2011 e, viceversa, una riduzione dei prezzi medi ponderati dei contratti annuali *peakload*. Il prezzo medio mensile (ponderato sulle quantità negoziate) dei contratti annuali *baseload* 2011 stipulati nel 2010 ha oscillato fra 65,8 €/MWh e 72,5 €/MWh, mentre il corrispondente prezzo medio dei contratti *peakload* ha oscillato fra 78,5 €/MWh e 89,6 €/MWh. Nel 2011, il prezzo medio ponderato sulle quantità negoziate nel mese dei contratti annuali *baseload* 2012 ha oscillato fra 70,9 €/MWh e 76,8 €/MWh, mentre il corrispondente prezzo medio dei contratti annuali *peakload* 2012 ha oscillato fra 82,5 €/MWh e 86,9 €/MWh.

¹⁰ Un fallimento a cascata può manifestarsi in sistemi finanziari interconnessi, nei quali il fallimento di un agente può innescare il fallimento degli altri agenti che operano nel mercato.

¹¹ Operatori con immissioni o prelievi a programma non inferiori a 3 TWh o capacità di produzione non inferiore a 400 MW.

SP

2.3 MERCATO PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO

La situazione del *mercato per il servizio di dispacciamento (MSD)*, seppure in miglioramento rispetto agli anni passati, non è priva di criticità. Il saldo fra i proventi e gli oneri maturati da Terna per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento è migliorato. In particolare, l'onere netto maturato nei primi 11 mesi del 2011 (829 mln €) si è ridotto del 27% circa rispetto allo stesso periodo del 2010, generando un risparmio di circa 300 milioni di euro. Tale riduzione è dovuta principalmente al forte calo dei volumi mediamente movimentati da Terna a salire (acquisto di energia dagli operatori) su MSD (-40% rispetto al 2010), che si accompagna a una diminuzione meno marcata dei volumi mediamente movimentati a scendere (vendita di energia agli operatori) su MSD (-28% rispetto al 2010)¹².

A fronte della sensibile riduzione dei volumi movimentati, il differenziale tra i prezzi mediamente pagati da Terna per l'acquisto di energia su MSD (prezzi a salire¹³) e i prezzi mediamente incassati da Terna per la cessione di energia su MSD (prezzi a scendere¹⁴) è rimasto pressoché invariato nel Continente, mentre ha subito variazioni di segno opposto nelle due isole.

In Sicilia il differenziale tra prezzi a salire e prezzi a scendere si è ridotto del 20% nel corso del 2011, attestandosi a 123 €/MWh (contro i 154 €/MWh del 2010). In particolare, il valore medio dei prezzi a salire pagati da Terna in Sicilia è diminuito del 7% (da 162 €/MWh del 2010 a 151 €/MWh del 2011), mentre il valore medio dei prezzi a scendere incassati da Terna è aumentato del 253% (da 8 €/MWh del 2010 a 28 €/MWh del 2011).

In Sardegna, viceversa, il differenziale tra prezzi a salire e prezzi a scendere ha subito un aumento del 46% nel corso del 2011, attestandosi a 208 €/MWh (contro i 142 €/MWh del 2010). In particolare, il valore medio dei prezzi a salire pagati da Terna in Sardegna è aumentato del 57% (da 169 €/MWh del 2010 a 265 €/MWh del 2011), mentre il valore medio dei prezzi a scendere incassati da Terna è aumentato del 112% (da 27 €/MWh del 2010 a 57 €/MWh del 2011).

Il miglioramento della situazione in Sicilia è imputabile all'incremento della capacità assoggettata alla disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema. Ciò emerge con chiarezza dall'analisi dei volumi movimentati a salire da Terna nel corso del 2011. Essi sono attribuibili:

- per il 67% a offerte accettate da impianti essenziali in regime di reintegro costi. Questo regime prevede che l'impianto sia offerto nel MSD ad un prezzo pari al costo variabile riconosciuto (CVR);
- per il 16% a offerte accettate da impianti essenziali, che hanno optato per il regime "alternativo" al regime tipico di regolazione (con o senza ammissione alla reintegrazione dei costi). Questo regime prevede che la capacità produttiva essenziale

¹² L'Autorità ha introdotto con la deliberazione n. 351/07 un meccanismo di premi e penalità sull'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento svolta da Terna per il periodo 2009-2012 che ha contribuito a ridurre sensibilmente le quantità movimentate da Terna su MSD.

¹³ Per i prezzi a salire si è assunta a riferimento la media aritmetica sull'anno dei prezzi medi orari di vendita ponderati per le quantità accettata in vendita nell'ora.

¹⁴ Per i prezzi a scendere si è assunta a riferimento la media aritmetica sull'anno dei prezzi medi orari di acquisto ponderati per le quantità accettata in acquisto nell'ora.

dell'impianto sia offerta nel MSD a prezzo non superiore al costo variabile standard di un impianto termoelettrico turbogas;

- per il 16% a offerte accettate senza vincoli regolatori.

Un così ampio utilizzo degli impianti essenziali in Sicilia ha determinato un allineamento tra il prezzo medio a salire su MSD e i costi variabili riconosciuti degli impianti essenziali selezionati su MSD nella maggior parte delle ore. A ciò va aggiunto che, in un numero elevato di ore, il prezzo offerto su MSD dagli impianti essenziali in regime di reintegro costi (ossia il costo variabile riconosciuto) ha superato il prezzo massimo offribile su MSD dagli impianti essenziali in regime "alternativo" (ossia il costo variabile standard di un impianto termoelettrico turbogas). Questo elemento evidenzia l'inefficienza economica del parco di generazione siciliano e l'esigenza di urgenti interventi di ammodernamento. La situazione in Sicilia è destinata a migliorare ulteriormente il prossimo anno, per effetto dell'incremento della capacità assoggettata alla disciplina degli impianti essenziali (+ 200 MW circa rispetto al 2011).

Per quanto riguarda la Sardegna, il peggioramento dei prezzi a salire su MSD è imputabile a una serie di eventi che hanno ridotto la concorrenza sul mercato ed hanno, conseguentemente, permesso ad alcuni produttori di esercitare il proprio potere di mercato. In particolare, si sono verificati una serie di guasti al SAPEI nei mesi di maggio e settembre, che hanno ridotto la capacità di interconnessione tra la Sardegna e il Continente. Inoltre, in alcune settimane dell'anno, parte degli impianti, la cui produzione di energia elettrica è collocata sul mercato dal GSE, sono andati fuori servizio, riducendo significativamente l'offerta sull'isola. Infine, la capacità assoggettata alla disciplina degli impianti essenziali in Sardegna è stata molto inferiore rispetto alla Sicilia. Nel 2011, infatti, solo il 23% dei volumi a salire movimentati su MSD erano attribuibili ad offerte accettate da impianti essenziali. Nel corso del prossimo anno la situazione è destinata a migliorare, sia per effetto dell'avvenuta piena entrata in funzione del secondo cavo del SAPEI, sia per effetto dell'incremento della capacità assoggettata alla disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema (+ 372 MW circa rispetto al 2011). Peraltro, in merito alla piena entrata in operatività del SAPEI, l'Autorità ha richiesto a Terna degli approfondimenti per comprendere sia le ragioni della sua tardiva entrata in operatività nel 2011 sia le ragioni che ne inibiscono la piena utilizzazione verso la Sardegna (870 MW nella direzione Continente-Sardegna rispetto a 1000 MW nella direzione inversa), oltre che gli eventuali accorgimenti tecnici che sarebbero necessari per conseguire tale obiettivo.

2.4 ADEGUATEZZA DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE

Per quanto concerne l'adeguatezza del sistema elettrico nazionale, le analisi svolte da Terna indicano per l'anno 2012 la possibilità che si verifichino 10 settimane ad alto rischio per la sicurezza e la continuità del servizio elettrico nella zona Sicilia. Questa situazione è dovuta all'inadeguatezza del parco impianti e della rete in questa regione. Nelle restanti zone del Paese si registra comunque un eccesso di capacità produttiva unitamente al sovra-dimensionamento della capacità produttiva degli impianti termoelettrici a ciclo combinato rispetto alle altre tecnologie di generazione.

SP

Per il futuro, un contributo significativo sotto il profilo dell'adeguatezza del sistema verrà dal completamento e dall'entrata in operatività del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, di cui all'articolo 2 del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379 (di seguito: mercato della capacità) del quale l'Autorità ha definito criteri e condizioni con la deliberazione ARG/elt 98/11.

2.5 MERCATO AL DETTAGLIO

Il mercato della vendita al dettaglio è caratterizzato dalla presenza di un numero molto elevato di operatori, molti dei quali con quote di mercato estremamente basse. Infatti, sulla base delle informazioni raccolte ai sensi della deliberazione ARG/com151/11, alla data del 30 giugno 2011, i venditori attivi erano circa 300, inclusi gli esercenti il servizio di maggior tutela e quello di salvaguardia. Di questi solo 16 fornivano almeno 100.000 clienti. Nel valutare questo dato, è utile ricordare che molti di questi operatori sono collegati ad imprese di distribuzione – che oggi in Italia sono circa 140 – in quanto esercenti il servizio di maggior tutela, oppure in quanto imprese scorporate dalla distribuzione per svolgere l'attività di vendita al mercato libero.

Malgrado l'elevato numero di operatori, il grado di concentrazione resta molto elevato, in particolare nel segmento di mercato dei piccoli consumatori: famiglie e piccole imprese. L'analisi delle quote di mercato nel 2010, ultimo anno disponibile, mostra come Enel abbia coperto più dell'80% della domanda delle famiglie italiane e più del 40% dei volumi del mercato totale. I due operatori di dimensioni maggiori, dopo Enel, sono Edison e Electrabel/Acea, le cui quote di mercato, in termini di volumi venduti, sono rispettivamente del 9% e del 5,6%.

Vendita alle famiglie e alle piccole imprese

Nella valutazione delle dinamiche della vendita al dettaglio è opportuno analizzare separatamente il segmento di mercato delle famiglie e delle piccole imprese (cosiddetti clienti di massa) e quello dei consumatori medio/grandi, che presentano caratteristiche sensibilmente diverse.

Con riferimento ai clienti di massa va poi ricordato che, data la loro potenziale vulnerabilità, sono stati attivati appositi strumenti di tutela. Tra questi, la possibilità di essere serviti a condizioni regolate, nell'ambito del cosiddetto *servizio di maggior tutela*, le cui condizioni, sia economiche sia contrattuali, rappresentano un importante riferimento per il mercato libero, si anche nella definizione delle offerte.

A quattro anni dalla liberalizzazione la percentuale di clienti domestici serviti a condizioni di mercato, al di fuori del regime di maggior tutela, ha raggiunto il 18%, con un incremento annuo compreso tra i 3 ed i 5 punti percentuali nel periodo 2008 – 2011. Si tratta di un lento ma continuo processo di apertura. Tuttavia, i dati segnalano che questi *switching* raramente rappresentano un genuino cambiamento di fornitore ma piuttosto si sostanziano spesso nel mero passaggio ad un'altra società collegata all'esercente la maggior tutela o, addirittura, nel semplice cambiamento di contratto con la medesima società. Infatti, nel 2011 circa il 13% dei clienti domestici forniti nel mercato libero, su un

totale del 18%, hanno scelto una società collegata all' esercente il servizio di maggior tutela da cui erano precedentemente forniti.

La situazione presenta connotati diversi se si guarda alle piccole imprese, aventi diritto al servizio di maggior tutela, che hanno preferito il mercato libero. A fine settembre 2011 circa il 37% aveva optato per il mercato libero, di cui circa il 13% con un venditore collegato all' esercente la maggior tutela. Nel valutare il grado di apertura è, tuttavia, necessario considerare anche che la vendita al dettaglio in questo segmento di mercato è stata avviata ben prima. Il processo di apertura si trova, dunque, in una fase più matura.

Un ulteriore elemento di interesse riguarda il tasso di rientro nel servizio di maggior tutela di consumatori serviti nel mercato libero. Tale tasso, definito come percentuale di clienti del mercato libero che nell' anno passano al servizio di maggior tutela, è andato crescendo nel tempo, in particolare con riferimento alle piccole imprese. Nel 2011 il 5,2% delle piccole imprese servite sul mercato libero ed aventi diritto al servizio di maggior tutela hanno deciso di tornare nel regime tutelato.

Tabella 1

Evoluzione del servizio di maggior tutela Punti di prelievo (valori assoluti arrotondati alle migliaia) (*)	ITALIA			
	2008	2009	2010	2011
CLIENTI DOMESTICI				
Situazione al 31 dicembre di ciascun anno (**)				
Numero complessivo punti di prelievo (n°)	28.305	28.546	28.806	28.991
di cui:				
- serviti sul mercato libero (%)	5%	9%	14%	18%
- serviti in Maggior Tutela (%)	95%	91%	86%	82%
Passaggi complessivi dal 1 luglio 2007 al 31 dicembre di ciascun anno (**)				
- rientrati in maggior tutela (%)	0%	1%	1%	2%
- passati al mercato libero con una società collegata al distributore a partire dal 1 luglio 2007 (%)	3%	7%	10%	13%
PICCOLE IMPRESE ("BT altri usi")				
Numero complessivo punti di prelievo inclusa la stima dei clienti sul libero al 30 giugno 2007 (n°)	7.534	7.522	7.567	7.606
di cui:				
- serviti sul mercato libero inclusa la stima dei clienti sul libero al 30 giugno 2007 (%)	28%	33%	35%	37%
- serviti in Maggior Tutela (%)	70%	66%	64%	62%
Passaggi complessivi dal 1 luglio 2007 al 31 dicembre di ciascun anno (**)				
- rientrati in maggior tutela (%)	2%	3%	4%	5%
- passati al mercato libero con una società collegata al distributore a partire dal 1 luglio 2007 (%)	5%	8%	10%	13%
DOMESTICI + PICCOLE IMPRESE ("BT altri usi")				
Numero complessivo punti di prelievo inclusa la stima dei clienti sul libero al 30 giugno 2007 (n°)	35.839	36.067	36.372	36.597
di cui:				
- serviti sul mercato libero inclusa la stima dei clienti sul libero al 30 giugno 2007 (%)	10%	14%	19%	22%
- serviti in Maggior Tutela (%)	90%	86%	81%	78%
Passaggi complessivi dal 1 luglio 2007 al 31 dicembre di ciascun anno (**)				
- rientrati in maggior tutela (%)	0%	1%	2%	2%
- passati al mercato libero con una società collegata al distributore a partire dal 1 luglio 2007 (%)	4%	7%	10%	13%

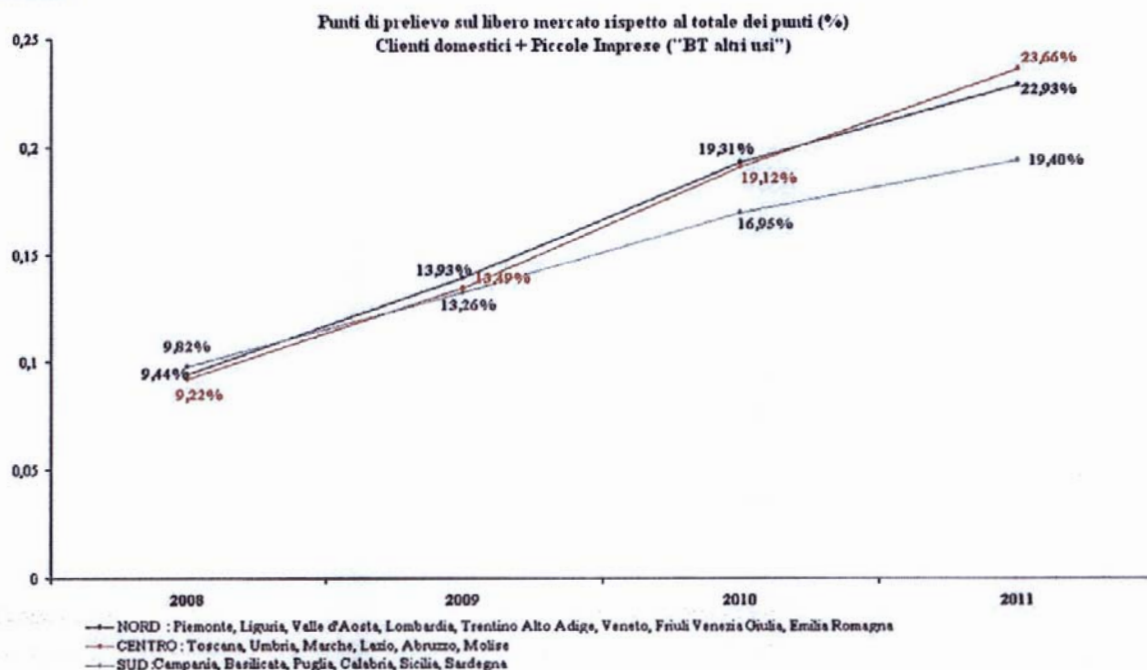
Note:

(*) Valori stimati in base ai dati forniti da esercenti la maggior tutela, ai sensi dell'art. 6bis della Deliberazione 156/07 integrati con dati desunti dalla relazione annuale.

(**) Per il 2011 i dati sono riferiti alla situazione al 30 settembre 2011.

La Tabella 1 mostra l'evoluzione dei tassi di *switching* a partire dall'anno 2008. Nella descrizione dei dati occorre specificare che la percentuale del numero dei punti forniti in maggior tutela per il 2011, attualmente disponibile, è provvisoria e riferita ai primi 9 mesi dell'anno.

Grafico 1



Se si analizza l'apertura del mercato (Grafico 1) sotto il profilo geografico, si nota come il processo di uscita dal servizio di maggior tutela a favore del libero mercato non sia omogeneo sul territorio. In particolare, il fenomeno appare più significativo al Centro e al Nord, mentre il Sud, già a partire dal 2010, presenta dei tassi di crescita molto inferiori.

Nell'ambito dell'analisi del mercato della vendita al dettaglio ai clienti di piccole dimensioni, occorre infine segnalare che, con il progredire dell'apertura del mercato, i consumatori hanno manifestato esigenze crescenti, da un lato, di trasparenza e, dall'altro, di supporto nella comprensione di un mercato ritenuto – a ragione – particolarmente complesso. Il periodo considerato ha visto anche un aumento sensibile dei reclami e delle segnalazioni per la mancata coerenza tra il servizio ottenuto e uno o più requisiti definiti dal contesto normativo e regolamentare.

In particolare nel 2010 e nel 2011 sono pervenute all'Autorità ed allo Sportello per il consumatore di energia, da parte di singoli consumatori e di associazioni di consumatori, numerose segnalazioni, aventi ad oggetto anche la conclusione di "contratti non richiesti", intendendosi, con tale definizione, la conclusione di contratti in esito a pratiche commerciali scorrette da parte del venditore, idonee a pregiudicare in misura apprezzabile il comportamento economico del consumatore medio.

Si evidenzia, infine, che nel corso del 2011 sono state presentate 1.876.290 domande volte ad ottenere il cosiddetto *bonus* sociale, introdotto con il decreto interministeriale 28 dicembre 2007, che consiste in una compensazione per la spesa della fornitura di energia elettrica e gas a favore di famiglie in condizioni economiche precarie. A fronte di tali domande, risultano agevolati 1.003.429 clienti elettrici e 621.800 clienti gas. Risultano altresì agevolati 16.364 clienti in gravi condizioni di salute, che utilizzano apparecchiature per il supporto vitale alimentate con energia elettrica.

SP

Vendita ai clienti di maggiore dimensioni

Per quanto riguarda i clienti finali di medio-grandi dimensioni, non sono previste esplicite norme di tutela di prezzo definite dall'Autorità, paragonabili a quelle del servizio di maggior tutela. Tuttavia, anche per questi clienti sono comunque previsti meccanismi a garanzia della continuità della fornitura, attraverso l'identificazione di un fornitore di ultima istanza, nell'ambito del *servizio di salvaguardia*. A differenza della maggiore tutela, il soggetto che eroga il servizio di salvaguardia viene selezionato attraverso apposite procedure concorsuali, differenziate per area territoriale e definite dall'Autorità sulla base di criteri stabiliti ai sensi della legge n. 125/07. In esito all'ultima procedura concorsuale svoltasi nel mese di novembre 2010, per il periodo dall'1 gennaio 2011 al 31 dicembre 2013, sono stati selezionati tre operatori per dodici aree territoriali. I corrispettivi da riconoscere agli esercenti la salvaguardia per il servizio erogato sono andati aumentando nel tempo in misura estremamente rilevante, anche se differenziata per operatore, a causa dell'incremento del fenomeno della morosità anche per effetto della crisi economica. Di conseguenza, il prezzo pagato dai consumatori serviti in regime di salvaguardia risulta oggi sensibilmente più elevato rispetto ai prezzi prevalenti nel mercato libero. Sarebbe dunque ragionevole, in prima approssimazione, attendersi un rapido passaggio dei clienti dalla salvaguardia al mercato libero. Questo processo di uscita è stato effettivamente rilevante nei primi anni di erogazione del servizio, tra il 2008 e il 2009. Tuttavia, nel 2011 ancora quasi 110.000 clienti erano serviti dagli esercenti il servizio di salvaguardia. La Tabella 2 mostra l'evoluzione del servizio di salvaguardia da maggio 2008 a settembre 2011.

TABELLA 2

SERVIZIO DI SALVAGUARDIA PER TIPOLOGIA DI CLIENTE
Punti di prelievo

Tipologia di cliente	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
	n° di punti di prelievo (migliaia)				%			
BT	149,6	105,4	106,2	97,7	88%	87%	88%	89%
Illuminazione pubblica	26,3	17,0	15,3	14,1	15%	14%	13%	13%
Altri usi	123,3	88,4	90,9	83,5	72%	73%	76%	76%
MT	21,1	16,0	13,8	11,9	12%	13%	11%	11%
Illuminazione pubblica	0,2	0,1	0,1	0,1	0%	0%	0%	0%
Altri usi	20,9	15,8	13,7	11,8	12%	13%	11%	11%
AT e AAT	0,10	0,13	0,11	0,11	0%	0%	0%	0%
Altri usi	0,10	0,13	0,11	0,11	0%	0%	0%	0%
Totale complessivo	170,7	121,5	120,0	109,7	100%	100%	100%	100%
Δ% rispetto all'anno precedente		-29%	-1%	-9%				

Note:

I dati sono stati comunicati dagli esercenti il servizio di salvaguardia nell'ambito del monitoraggio di cui all'art. 16 della Deliberazione 156/07.

I dati relativi al 2008 si riferiscono al periodo maggio-dicembre 2008.

I dati relativi al 2011 si riferiscono al periodo gennaio-settembre 2011.

La scarsa dinamicità in uscita del servizio di salvaguardia, a partire dal 2010, può essere almeno in parte spiegata dalla scarsa attrattività di questi clienti per i venditori del mercato libero. Un'altissima percentuale dei consumatori ancora in salvaguardia è costituita infatti da clienti morosi, per i quali l'attivazione del servizio è avvenuta in

conseguenza della risoluzione per morosità del contratto di vendita da parte dei loro fornitori, oppure dai clienti che non hanno mai scelto attivamente un fornitore sul mercato libero. Ciò risulta rilevante con particolare riferimento ai clienti non disalimentabili, per i quali, in caso di morosità, non può essere eseguita la sospensione della fornitura. L'incidenza della morosità spiega in parte anche l'aumento dei corrispettivi.

Anche al di fuori del servizio di salvaguardia, quello della morosità sta diventando un elemento particolarmente critico nell'ambito del mercato della vendita al dettaglio, con impatti importanti sulle dinamiche concorrenziali. Nel corso del 2011 si è, infatti, confermata la rilevanza del fenomeno degli inadempimenti contrattuali e ritardi nei pagamenti da parte dei clienti finali. Questo, da un lato, è un segnale di sofferenza dei consumatori e, dall'altro, di aumento dei costi in capo ai venditori. Sono loro, infatti, i soggetti tenuti ad ottemperare alle obbligazioni contrattuali nei confronti, rispettivamente, dell'impresa distributrice e di Terna, nonché al versamento degli oneri fiscali, in presenza di morosità dei clienti finali serviti.

Il fenomeno ha assunto dimensioni rilevanti anche nel segmento dei piccoli consumatori, tanto da rendere necessaria l'attivazione di appositi meccanismi di riconoscimento dei relativi oneri agli esercenti: attualmente la componente a copertura dei costi connessi alla morosità è stato fissato, in misura prudenziale, pari a circa 4,7 euro/cliente/anno, per un totale di circa 130 milioni di euro annui mediamente riconosciuti agli esercenti la maggior tutela.

L'evoluzione del fenomeno relativo alla morosità, con riferimento ai clienti di piccola dimensione, può essere altresì valutato considerando il numero delle sospensioni della fornitura richieste relativamente a questa categoria di clienti. La sospensione della fornitura dovrebbe essere, infatti, uno degli strumenti maggiormente utilizzati da parte del venditore, ai fini della minimizzazione del rischio creditizio in caso di morosità del cliente finale. Sulla base dei dati raccolti dall'Autorità, su un campione di venditori che servono più di 50.000 punti di prelievo, è possibile calcolare, per il periodo 1 gennaio 2010 - 30 settembre 2011, e con riferimento a ciascuna zona geografica (Nord, Centro, Sud), il rapporto tra le richieste di sospensione ed il numero di clienti mediamente serviti. Tale rapporto risulta in media pari a circa il 10%: ciò comporta che, per circa 10 punti di prelievo/clienti finali su 100, è stata presentata una richiesta di sospensione dovuta a situazioni di morosità. Le richieste di sospensione sono proporzionalmente al di sopra della media per i clienti della zona Sud (più del 12%). Dalla medesima analisi differenziata per tipologia di clientela emerge, inoltre, che le richieste di sospensione sono molto più frequenti per le piccole imprese (16%, di cui poco più del 21% nella zona Sud) rispetto alle famiglie (8%, di cui poco più del 10% nella zona Sud). L'aumento della morosità ha presumibilmente un impatto negativo sui prezzi di fornitura, tanto più quando il venditore non è in grado di selezionare i buoni ed i cattivi pagatori.

I costi connessi con l'insolvenza dei clienti finali non rappresentano l'unica voce di costo, che mostra preoccupanti pressioni al rialzo. Per quanto riguarda l'attività di commercializzazione dell'energia elettrica al dettaglio, le informazioni ad oggi disponibili evidenziano la presenza, nella prima fase di apertura del mercato, di un incremento dei costi. Ciò è causato, da un lato, dagli aspetti sopra descritti relativi alle interazioni tra i soggetti partecipanti al mercato (necessità di scambio delle informazioni, processi per la

9
SP

gestione dei clienti finali) e, dall'altro, dall'aumento degli obblighi posti in capo a tutti i venditori in tema di tutela generale del cliente finale.

2.6 INTERVENTI PER RIDURRE LE CRITICITÀ

Gli interventi da metter in atto al fine di migliorare l'efficienza e la competitività del mercato nel settore elettrico dovrebbero concentrarsi sugli aspetti illustrati di seguito.

Procedure autorizzative

Ai fini di uno sviluppo armonico della generazione e della trasmissione, si rende opportuna una revisione delle procedure autorizzative degli impianti di generazione e delle infrastrutture di trasmissione, caratterizzate da un'estrema aleatorietà dei tempi e degli esiti. In altre parole, il rischio autorizzativo è così elevato da scoraggiare gli investimenti. Ciò depotenzia l'efficacia del mercato della capacità come mezzo di coordinamento degli investimenti in capacità produttiva nel lungo periodo e come meccanismo idoneo ad incrementare la contendibilità del mercato. Già un'opportuna applicazione dell'articolo 3, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11 - che prevede che gli impianti e le infrastrutture individuati con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri siano "dichiarati di pubblica utilità, nonché urgenti e indifferibili" - potrebbe contribuire a mitigare il rischio autorizzativo e a coordinare le procedure autorizzative con il mercato della capacità. Se in tale elenco fossero inseriti tutti gli impianti in fase di progettazione o riprogettazione contrattualizzati da Terna, tramite il mercato della capacità di cui alla deliberazione ARG/elt 98/11 (*capacity payment*), la partecipazione al predetto mercato ne sarebbe sicuramente avvantaggiata.

Un'opportuna applicazione dell'articolo 3, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11 potrebbe altresì essere utile ad accelerare la rimozione dei colli di bottiglia tuttora esistenti sui transiti fra le zone che compongono il Continente che, secondo i piani di sviluppo della rete di Terna, non ha ancora una precisa scadenza (interventi post-2015).

Disciplina del mercato elettrico e del dispacciamento

Relativamente alla disciplina del mercato elettrico, la presenza di diversi elementi (quali l'integrazione del mercato del giorno prima della Borsa elettrica italiana con gli omologhi mercati dei Paesi confinanti, il potenziamento - sinora mai effettuato - della rete di trasmissione nazionale, l'avvio del sistema di remunerazione della capacità produttiva,) portano, inoltre, a ritenere superata la revisione del meccanismo di formazione dei prezzi nel mercato organizzato, inducendo a rivedere la previsione dell'introduzione del *pay as bid* a partire dal prossimo 1° aprile.

Al fine integrare la ragguardevole e crescente produzione da impianti fotovoltaici ed eolici preservando la sicurezza e l'efficienza del sistema elettrico, si ritiene opportuno procedere a una revisione dell'architettura dei mercati a pronti (MGP, MI e MSD) in maniera tale che:

- gli algoritmi di risoluzione dei mercati e l'articolazione delle offerte riflettano in maniera più accurata i vincoli di esercizio della rete di trasmissione e delle unità di

9
P
8P

produzione (ivi inclusi gli stringenti vincoli derivanti dalla normativa ambientale) nonché la struttura dei costi associata al servizio offerto al sistema elettrico;

- l'articolazione dei servizi offribili e le loro caratteristiche riflettano in maniera più efficiente ed efficace le nuove esigenze del sistema elettrico ai fini dell'integrazione della produzione da fonti rinnovabili non programmabili;
- la partecipazione alla fornitura dei servizi sia ampliata estendendola per quanto possibile anche alle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e alle unità di consumo.

Flussi informativi e *switching*

L'effettiva apertura dei mercati al dettaglio e lo sviluppo della concorrenza richiede, altresì, il coordinamento delle attività svolte dai diversi operatori, precedentemente integrate, attraverso il coordinamento tra attività, precedentemente integrate, svolte dai distributori e dai venditori nella gestione dei clienti finali. Tra i processi a più elevata criticità ci sono quello dello *switching* dei clienti finali e quello della gestione dei dati di misura. Per quest'ultimo processo, oltre alla necessità di standardizzazione delle modalità di scambio dei dati tra distributori e venditori, si ravvede l'ulteriore esigenza di gestire in modo centralizzato e univoco informazioni che sono essenziali per garantire la qualità del servizio offerto ai clienti finali. L'estensione dell'ambito di applicazione del sistema informatico integrato (SII) per la gestione dei flussi informativi alle misure dei consumi di energia elettrica e di gas, come previsto dall'articolo 22 del decreto-legge n. 1/2012, attualmente all'esame del Parlamento per la sua conversione in legge, ben soddisfa entrambe le esigenze.

Morosità

Per quanto riguarda la morosità, l'Autorità ritiene che il fenomeno, in linea di principio, debba essere gestito da ciascun venditore, che dovrebbe ottimizzare, pur nel rispetto dei diritti dei clienti finali, la gestione interna degli incassi e dei pagamenti, al fine di minimizzare il proprio rischio creditizio. Tuttavia, è opportuno che la regolazione possa intervenire attraverso appositi strumenti di tutela nei confronti del fornitore uscente (ad esempio, anche con l'implementazione del sistema indennitario in caso di risoluzione del contratto), nonché mettendo a disposizione del fornitore entrante informazioni circa l'affidabilità e la puntualità dei pagamenti dei clienti finali, pur nel rispetto della normativa sul trattamento dei dati sensibili.

Nei confronti della deliberazione ARG/elt 219/10, che regola il funzionamento del Sistema Indennitario, istituito dalla deliberazione ARG/elt191/09, alcuni operatori hanno presentato ricorso al TAR della Lombardia, al fine di ottenerne l'annullamento. Gli operatori hanno fondato il ricorso sui seguenti tre ordini di motivi.

In primo luogo, l'Autorità avrebbe imposto, con l'istituzione del Sistema Indennitario, l'estensione all'esercente la vendita entrante degli effetti del contratto tra l'uscente e il cliente finale. Ciò comporterebbe una cessione forzosa del credito, senza che l'esercente la vendita entrante possa sottrarsi, travalicando, secondo i ricorrenti, i poteri attribuiti all'Autorità stessa.

In secondo luogo, il Sistema Indennitario implicherebbe delle disparità di trattamento tra esercenti la vendita nel settore elettrico, tutelando dal rischio creditizio principalmente l'*incumbent*, e tra operatori del settore elettrico e quelli del gas naturale, che non sono soggetti a tale istituto.

In terzo luogo, limiterebbe lo sviluppo della concorrenza, innalzando barriere all'entrata legate al trasferimento coatto del rischio creditizio dall'entrante all'uscente.

Nell'ambito di tale giudizio, l'Autorità ha dispiegato le proprie difese, ritenendo tali motivazioni infondate.

Il Sistema Indennitario implica, infatti, non una cessione del credito ma il pagamento di un indennizzo che non cancella il debito del cliente finale nei confronti dell'esercente la vendita uscente. Inoltre, tutela indistintamente tutti gli esercenti la vendita uscenti potenzialmente danneggiati dal diffondersi del c.d. turismo energetico, *incumbent* e non, indipendentemente da chi si trovi a ricoprire nelle singole circostanze la posizione di uscente o di entrante.

L'udienza per la discussione del ricorso, su richiesta dei ricorrenti, è stata rinviata dal TAR al 12 aprile 2012, anche in considerazione dell'apertura, da parte dell'Autorità, di un procedimento di modifica e di integrazione della disciplina del Sistema Indennitario¹⁵, volto a minimizzarne le potenziali criticità nei confronti dell'esercente la vendita entrante segnalate dagli operatori, tra cui i ricorrenti. Nell'ambito di tale procedimento l'Autorità ha avviato una consultazione¹⁶, all'interno della quale sta concludendo l'analisi delle risposte inviate dagli operatori. Un ulteriore aspetto di elevata criticità riguarda la gestione dei clienti non disalimentabili, dove il rischio creditizio, assunto dal soggetto obbligato a garantire la continuità della fornitura (l'esercente il servizio di maggior tutela/l'esercente il servizio di salvaguardia), deve trovare apposite forme di copertura nei confronti dei soggetti morosi. Ciò implica una maggiorazione, implicita o esplicita, del prezzo pagato dagli altri clienti finali. Su quest'ultimo aspetto si potrebbe intervenire, anche a livello normativo primario, definendo criteri di identificazione dei clienti non disalimentabili, tali da circoscrivere l'appartenenza a detta categoria solo ai soggetti veramente meritevoli di tutela o da limitare il periodo di tempo in cui un cliente finale può essere inserito in tale elenco; si potrebbero, altresì, individuare modalità alternative di copertura degli oneri derivanti dalla morosità dei clienti non disalimentabili.

Contratti non richiesti e *bonus sociale*¹⁷

A fronte dei numerosi reclami in ordine all'effettiva sottoscrizione del contratto o alla veridicità delle sottoscrizioni apposte dai clienti finali o relativi all'attività scorretta degli operatori commerciali, che hanno fornito al contraente informazioni non veritiere, l'Autorità ha avviato una ricognizione puntuale per acquisire informazioni ed

¹⁵ Procedimento avviato con la deliberazione 28 giugno 2011, ARG/elt 89/11, "Avvio di procedimento per l'adozione di disposizioni in materia di completamento del sistema indennitario di cui all'Allegato B della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09".

¹⁶ Consultazione avviata con la pubblicazione del documento DCO 32/11 "Disciplina in materia di funzionamento del sistema indennitario di cui all'Allegato B della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09".

¹⁷ Quanto contenuto nel presente paragrafo è da riferirsi anche al settore gas.

argomentazioni sul fenomeno, al fine di individuare e, ove possibile, condividere con le parti interessate, le soluzioni più efficaci al problema.

In esito a questa prima ricognizione, l'Autorità ha emanato, il 15 dicembre 2011, un documento di consultazione (DCO 46/11), in cui sono state formulate proposte volte, da una parte, a promuovere azioni volontarie per prevenire il fenomeno dei contratti e delle attivazioni non richiesti e, dall'altra, a ripristinare la situazione *quo ante*, garantendo al cliente medesimo la prosecuzione del rapporto di fornitura con il venditore volontariamente scelto senza soluzione di continuità e senza alcun onere. Al momento l'Autorità sta valutando le osservazioni degli operatori dopo la consultazione di adeguati strumenti, ai fini dell'emanazione di uno specifico provvedimento in materia.

Nel corso del 2011, l'Autorità ha avviato anche un procedimento (delibera ARG/elt 46/11) per completare la regolazione del *bonus* elettrico con riferimento ai malati gravi, in esito all'emanazione del decreto 13 gennaio 2011 del Ministero della salute, che stila un elenco delle apparecchiature medico-terapeutiche alimentate ad energia elettrica necessarie per il mantenimento in vita delle persone che versano in gravi condizioni di salute.

9
BSP

3. MERCATO DEL GAS NATURALE

3.1 MERCATO ALL'INGROSSO

Il consumo nazionale di gas naturale nel 2011 si è attestato attorno a 77 miliardi di Smc, in flessione rispetto agli 83 miliardi di Smc del 2010 e al picco di 86 miliardi di Smc registrato nel 2005. Sulla riduzione incidono condizioni climatiche più miti rispetto agli anni presi a riferimento, la congiuntura economica e le dinamiche del mercato dell'energia elettrica, dove la produzione da fonti rinnovabili sostituisce una quota dell'elettricità prodotta con gas naturale, in particolare per l'incidenza della produzione fotovoltaica nelle ore piene, tipica area di attività degli impianti a gas nel recente passato

Il consumo di gas del settore industriale nel 2011, pari a circa 13,5 miliardi di Smc, risulta sostanzialmente stabile rispetto all'anno precedente ma in forte riduzione rispetto al 2005, quando il consumo è risultato pari a circa 16 GSmc.

Nel 2011 i quantitativi di gas naturale importabili nel sistema nazionale, attraverso il pieno utilizzo delle infrastrutture di importazione, risultano pari a 107 miliardi di Smc: 97 miliardi di Smc via gasdotto e 10 via terminali di rigassificazione¹⁸.

Anche nel 2011 si sono registrati eventi che hanno inciso in maniera rilevante sui quantitativi effettivamente disponibili per l'immissione in rete: l'interruzione delle forniture dalla Libia, iniziata il 23 febbraio 2011 e parzialmente risolta a partire dalla metà del mese di ottobre 2011, ha comportato l'indisponibilità di volumi, oggetto di contratti esistenti, stimabili in circa 6 miliardi di Smc.

Nel complesso le importazioni nel 2011 hanno contribuito al bilancio nazionale del gas naturale con 70 miliardi circa di Smc; la produzione nazionale si attesta a circa 8 miliardi di Smc, sostanzialmente stabile dal 2009¹⁹.

Nel corso del 2011 non sono entrate in servizio nuove capacità di importazione.

Nonostante il tasso di utilizzo medio delle infrastrutture di importazione risulti sensibilmente inferiore al 70%, resta fondamentale il potenziamento del sistema infrastrutturale di importazione. Lo sviluppo delle infrastrutture consente il conseguimento di tre obiettivi prioritari: la diversificazione dell'offerta, la promozione della concorrenza e l'incremento della sicurezza degli approvvigionamenti con la conseguente riduzione dei rischi di crisi come quella che si è verificata nella prima metà del mese di febbraio.

Il dato di utilizzo delle infrastrutture di importazione non sconta, infatti, l'elevata variabilità dei consumi nei vari periodi dell'anno, che possono ancora determinare situazioni di criticità legate ai limiti di capacità di immissione di gas nel singolo giorno, come ha evidenziato l'emergenza gas dei primi giorni di febbraio (cfr. appendice).

Le iniziative di sviluppo della capacità di stoccaggio, avviate in esito al decreto legislativo n. 130/10 con la realizzazione di complessivi 4 Miliardi di Smc, di cui poco più della metà già disponibili con il prossimo ciclo di stoccaggio dall'1 aprile, costituiscono un

¹⁸ Più precisamente, per le importazioni via gasdotto, il dato fa riferimento ad un utilizzo medio nell'anno pari al 90% capacità giornaliera continue di trasporto. Il dato dei terminali è la capacità disponibile presso il terminale nell'anno e considera la parziale indisponibilità del terminale di Panigaglia nei primi nove mesi dell'anno.

¹⁹ Al di là del peso ridotto della produzione nazionale sul fabbisogno nazionale, il dato è degno di nota poiché la produzione nazionale era in continuo ed inarrestabile declino: la stima per il 2011 era pari a circa 6 GSmc.

8P

presupposto essenziale per lo sviluppo della concorrenza. Tuttavia, lo sviluppo previsto, benchè contribuisca ad aumentare la sicurezza del sistema gas, non prevede un incremento ulteriore delle punte di erogazione ed iniezione proporzionale ai volumi di stoccaggio da realizzare.

Rileva nell'ambito dello sviluppo del sistema infrastrutturale italiano la decisione assunta con il decreto legge n. 1/12 di procedere alla separazione proprietaria del sistema di trasporto, stoccaggio e rigassificazione. A tale proposito è opportuno sottolineare quanto sia importante che la separazione riguardi l'attuale Snam comprensiva almeno dello stoccaggio. Questo consentirebbe, infatti, una regolazione più efficace e la possibilità di definire incentivi, per rendere più efficiente e orientata alle esigenze dei mercati la gestione complessiva dei servizi di rete, stoccaggio e rigassificazione.

Un altro elemento di novità nell'assetto proprietario delle infrastrutture di interesse per l'Italia è l'avvenuta cessione da parte di Eni, a fine 2011, delle quote di partecipazione nel controllo delle attività di trasporto del gas nei sistemi Transitgas, Tenp e TAG.

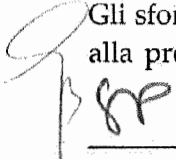
Si tratta di interventi che possono favorire lo sviluppo dei sistemi di trasporto e la gestione dei connessi servizi ma che non hanno effetti immediati sulla concorrenza del sistema nazionale, considerato che la cessione non incide sull'entità e la durata dei diritti di trasporto sui medesimi gasdotti. Conseguentemente, queste misure non hanno effetto sulla ancora elevata concentrazione del mercato all'ingrosso del gas naturale, sul quale non intervengono significative variazioni. Eni detiene una quota di mercato pari al 46%; seguono Edison con il 16%, Enel con il 12% e Gaz de France con il 5%.

Se è vero che un'efficace competizione nel mercato del gas naturale è favorita dallo sviluppo delle infrastrutture di importazione, anche in un'ottica di diversificazione dell'offerta, è altresì vero che permangono altre criticità, che devono essere risolte perché in Italia possa svilupparsi un mercato all'ingrosso liquido e caratterizzato da livelli di prezzo concorrenziali.

La presenza di queste criticità è evidente se si considera che, a fronte di elevate²⁰ differenze tra i prezzi del gas all'ingrosso nel nostro Paese e i prezzi *spot* rilevati nei principali *hub* europei, la capacità di trasporto dai suddetti *hub* europei ai punti di entrata nel sistema di trasporto del nostro Paese è solo parzialmente utilizzata.

È un tema che rientra nell'ambito della discussione, affrontata in sede comunitaria, sui meccanismi di gestione delle congestioni transfrontaliere. La riduzione dei consumi conseguente alla congiuntura economica di questi ultimi anni, unitamente alla disponibilità di gas a basso prezzo in alcuni *hub* continentali europei, hanno infatti reso manifesto lo scarso utilizzo delle infrastrutture esistenti per il trasporto del gas tra i vari Stati membri, evidenziando il fenomeno della cd. congestione contrattuale, ossia l'impossibilità di ottenere capacità di trasporto in alcuni gasdotti da parte degli operatori, poiché, sebbene fisicamente disponibile, la capacità risulta integralmente allocata ad altri operatori sulla base di contratti di lungo periodo.

Gli sforzi di ACER e della Commissione europea sono stati indirizzati, nel corso del 2011, alla predisposizione di misure volte a superare tali congestioni contrattuali e consentire


²⁰ In molti casi anche molto superiori ai connessi costi di trasporto.

quindi un sempre maggiore allineamento²¹ tra i prezzi nei diversi mercati europei (compreso quello italiano al PSV), salvo i casi in cui si realizzi una congestione fisica.

In particolare, la Commissione europea ha sottoposto alla procedura di Comitologia un nuovo allegato del Regolamento gas n. 715/2009, relativo alla risoluzione delle congestioni nei punti di interconnessione dei gasdotti transfrontalieri, tanto più efficaci quanto maggiore è il coordinamento - tra imprese di trasporto interconnesse - nella gestione delle procedure di accesso alla capacità anche per orizzonte temporali brevi (*day-ahead* o *intraday*).

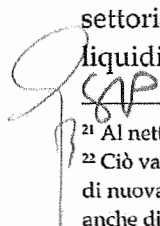
Nel corso del 2011 ACER ha inoltre emanato due linee guida relative all'allocazione della capacità nei gasdotti transfrontalieri e ai mercati di bilanciamento.

Nel primo caso, dette linee guida verranno tradotte, nei primi mesi del 2012, in un codice di rete da parte di Entso-g, introducendo un meccanismo di mercato per l'allocazione della capacità di trasporto e, in particolare, la creazione di prodotti integrati o "*bundled products*" che permettano di acquisire in un unico processo allocativo la capacità di trasporto in uscita da un sistema e in ingresso nel sistema confinante, permettendo di fatto uno scambio diretto tra *hub*. Tale modalità di allocazione della capacità dovrebbe essere estesa, entro cinque anni, anche ai contratti esistenti; ciò richiede che, di fatto, siano rinegoziati, al fine quanto meno di modificare i punti di consegna contrattuali, i contratti di lungo termine; contratti che, ad oggi, caratterizzano la grande maggioranza delle strategie di importazione in ciascun mercato europeo.

L'insieme delle disposizioni contenute nei due provvedimenti citati comporterà un profondo cambiamento degli attuali equilibri tra importatori e produttori, disegnando un mercato interno del gas naturale che, per certi aspetti, sembra seguire il percorso del mercato elettrico (allocazioni concorrenziali della capacità, spostamento delle contrattazioni verso orizzonti temporali di breve periodo).

È tuttavia importante sottolineare come questo processo, già molto avanzato, di riforma europea del mercato del gas se, da un lato, consentirà di ridurre, se non annullare, i differenziali di prezzo all'ingrosso tra l'Italia e gli *hub* limitrofi, dall'altro, però, sta rendendo sempre più critica la sostenibilità dei contratti di approvvigionamento *take or pay*. Questi cambiamenti richiedono pertanto una urgente analisi - e l'adozione di conseguenti strategie - sul ruolo svolto dai contratti *take or pay* quale strumento di garanzia di fornitura²² e su possibili forme alternative di garanzia, che siano più coerenti con il nuovo disegno di mercato che si sta realizzando. Tra l'altro, diviene sempre più critica l'esigenza di procedere ad un adeguato sviluppo infrastrutturale, in grado di garantire anche una maggiore diversificazione potenziale delle fonti di approvvigionamento, per soddisfare la domanda europea.

Parallelamente al processo di modifica e di armonizzazione delle regole di mercato in ambito europeo, nel 2011 è proseguito il processo di miglioramento della regolazione settoriale, volto a ridurre i costi di transazione, migliorare la trasparenza ed aumentare la liquidità del mercato. Va in questa direzione, per esempio, l'introduzione del mercato del

 ²¹ Al netto eventualmente del valore assunto dai corrispettivi di trasporto.

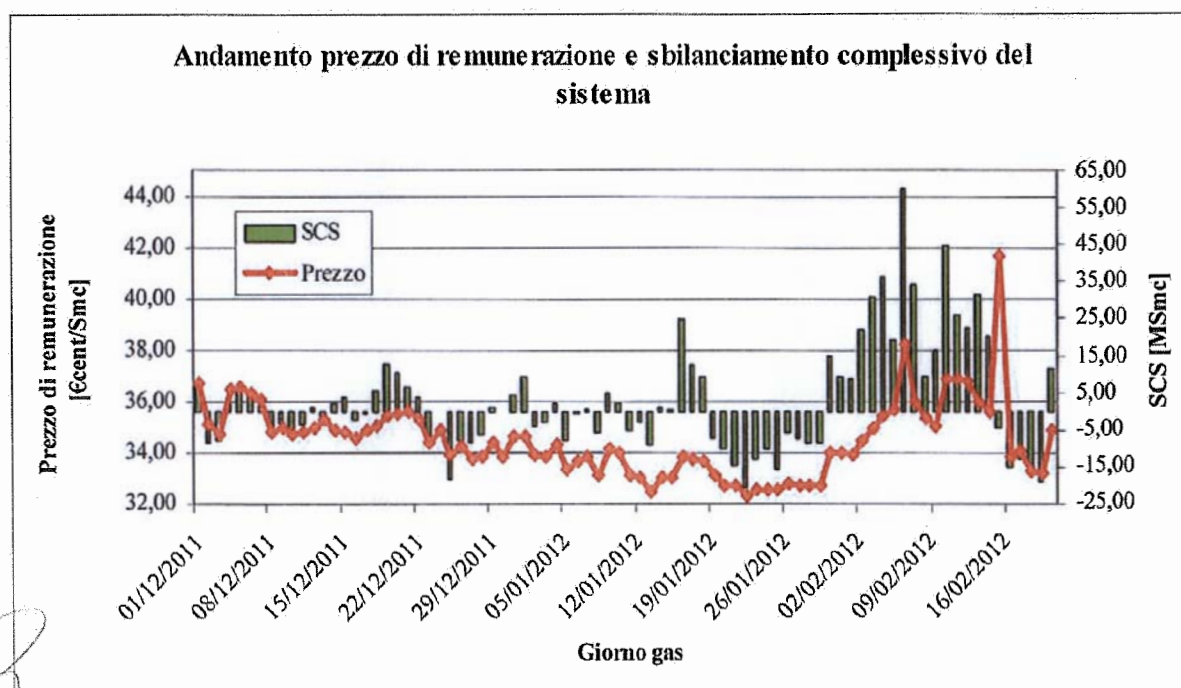
²² Ciò vale sia con riferimento a considerazioni di lungo termine quale garanzia richiesta dai produttori per lo sviluppo di nuova capacità produttiva; sia con riferimento a considerazioni di breve termine per evitare possibili picchi di prezzo, anche di natura speculativa e/o per esercizio di potere di mercato.

bilanciamento di merito economico del gas naturale, definito da questa Autorità con la deliberazione ARG/gas 45/11.

Il superamento del precedente sistema di bilanciamento basato su penali amministrative e l'incremento di liquidità, conseguente alla formazione di un prezzo trasparente giornaliero del gas, rappresenta un passo fondamentale per lo sviluppo del mercato del gas naturale (ed i primi due mesi di funzionamento del sistema confermano la validità della scelta).

Di seguito si riportano due grafici relativi all'andamento del bilanciamento di merito economico.

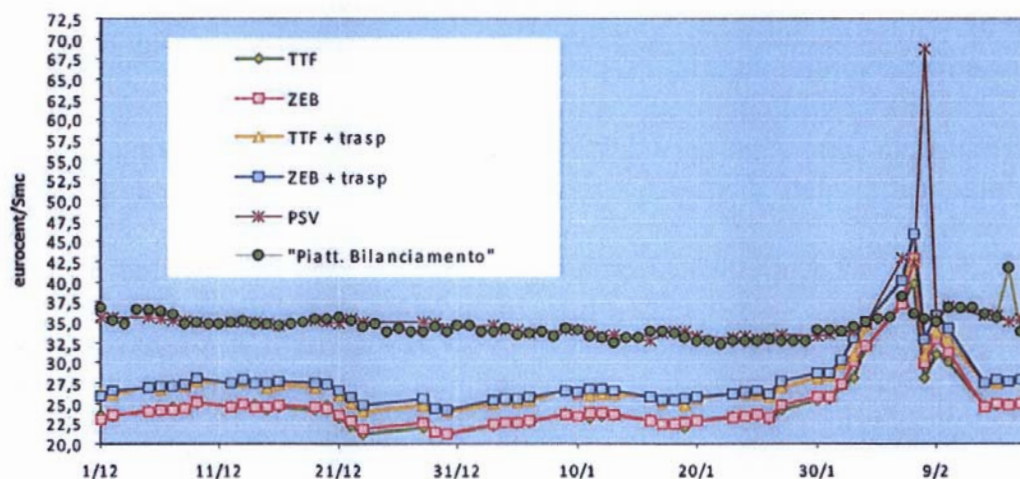
Il primo illustra l'andamento del prezzo di remunerazione delle offerte e dei quantitativi accettati presso la piattaforma per il bilanciamento dal primo giorno di attività (1 dicembre 2011) sino al 20 febbraio 2012. Si ricorda che le offerte accettate sono quelle di segno opposto rispetto all'offerta del responsabile del bilanciamento, che è pari al cosiddetto sbilanciamento complessivo o SCS. L'SCS è determinato come differenza fra i quantitativi misurati in movimentazione presso gli stoccaggi e i quantitativi programmati. Se l'SCS è negativo, i quantitativi sono ceduti dal responsabile del bilanciamento (sistema corto), viceversa nel caso di SCS positivo.



SP

Il secondo grafico confronta (in €/cent/Smc) il prezzo di remunerazione delle offerte accettate presso la piattaforma per il bilanciamento con il prezzo di prodotti *day-ahead* al Punto di scambio virtuale e presso gli hub TTF e Zeebrugge. Si osserva l'allineamento fra il prezzo di remunerazione e il prezzo al PSV.

Confronto prezzo di remunerazione e prodotti day-ahead dall'1 dicembre 2011 al 17 febbraio 2012



La definizione del nuovo sistema di bilanciamento pone i presupposti per l'avvio e lo sviluppo della negoziazione di prodotti fisici a termine, previsto dal GME nei prossimi mesi. Ciò costituisce un ulteriore passaggio fondamentale, per garantire condizioni di offerta trasparenti e la disponibilità di strumenti per la copertura dei rischi e delle incertezze anche nel medio-lungo periodo.

Interventi di tenore analogo a quello sul bilanciamento andrebbero assunti anche in tema di allocazione della capacità di stoccaggio di modulazione, al fine di assicurare al mercato adeguati strumenti di flessibilità.

Il recente decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, recante disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività, ha introdotto ulteriori elementi di novità in materia di gas naturale ed, in particolare, in materia di utilizzo degli stoccaggi. Tale provvedimento, infatti, ha introdotto all'articolo 14 la definizione di servizi integrati di stoccaggio e di trasporto/rigassificazione, destinati a consentire l'approvvigionamento diretto delle imprese all'estero. Se, da un lato, l'intervento risulta funzionale alla riduzione dei prezzi per le imprese che consumano gas, dall'altro, non deve tradursi in maggiori oneri per altri consumatori e, tanto meno, pregiudicare la sicurezza del sistema nel suo complesso.

Risulta, dunque, importante che, nel declinare la misura in esame nei successivi decreti ministeriali, non si introducano vincoli all'utilizzazione efficiente delle risorse (vincolando, ad esempio, il loro uso in ragione della destinazione d'uso del gas), ulteriori rispetto a quelli finalizzati a garantire la sicurezza del sistema.

9
PSP

3.2 MERCATO AL DETTAGLIO

Anche nel settore del gas, così come nel settore elettrico, sulla base delle informazioni che sono state inviate da tutti i venditori ai sensi della deliberazione ARG/com 151/11, i venditori attivi che riforniscono almeno un punto di prelievo alla data del 30 giugno 2011 risultavano pari a circa 300. La loro distribuzione in termini di dimensioni è tuttavia diversa: non vi è un operatore di grandi dimensioni con una frangia di competitori ma piuttosto un sottoinsieme di venditori di dimensioni medie ed un ampio numero di piccolissimi venditori. Dalla rilevazione risulta che 45 venditori forniscono almeno 50.000 e 26 più di 100.000 clienti finali. Tale organizzazione del settore è legata anche alla struttura del settore prima della completa liberalizzazione.

Per quanto riguarda i clienti di piccole dimensioni, le forme di tutela approntate risultano differenti rispetto al settore dell'energia elettrica, con particolare riferimento alle modalità di definizione della tutela di prezzo. Detta tutela si sostanzia nell'obbligo, in capo a ciascun venditore, di offrire ai clienti aventi diritto alla tutela, unitamente alle proprie proposte commerciali, le condizioni economiche stabilite dall'Autorità. Tale forma di tutela è stata confermata, almeno per un periodo transitorio, con il decreto legge n. 93/11 che, peraltro, ha ampliato la platea dei clienti finali aventi diritto al servizio di tutela, includendo, oltre ai clienti domestici, anche i clienti non domestici con consumi inferiori a 50.000 Smc/anno e i clienti finali titolari di utenze relative ad attività di servizio pubblico, ossia utenze nella titolarità di una struttura pubblica o privata che svolge un'attività riconosciuta di assistenza (ospedali, case di cura e di riposo, carceri e scuole).

Come si evince nella Tabella 3 e nel Grafico 2, relativamente alla vendita di gas naturale, negli anni 2010-2011 la percentuale dei clienti finali serviti sul mercato libero è cresciuta di circa un punto percentuale a trimestre, arrivando a superare il 15% alla fine di settembre 2011. La crescita è dovuta principalmente ai clienti domestici (individuali e condomini), la cui numerosità sul mercato libero è raddoppiata nell'arco di 18 mesi, passando dal 6,5% del marzo 2010 al 13% del settembre 2011.

Tale dinamica risulta meno accentuata per le altre categorie di clienti (servizi, commercio, industria), per le quali si registra comunque il superamento della quota del 50% a settembre 2011. Occorre evidenziare che per queste categorie si riscontrano differenziazioni territoriali abbastanza marcate: al Sud la percentuale suddetta supera di poco il 30%, mentre al Nord raggiunge il 58%.

Viceversa, per i clienti domestici si registra una maggiore omogeneità territoriale (mercato libero: 11% Sud, 13% Centro, 14% Nord), che si accompagna ad una generalizzata prevalenza del servizio di tutela.

9
PSP

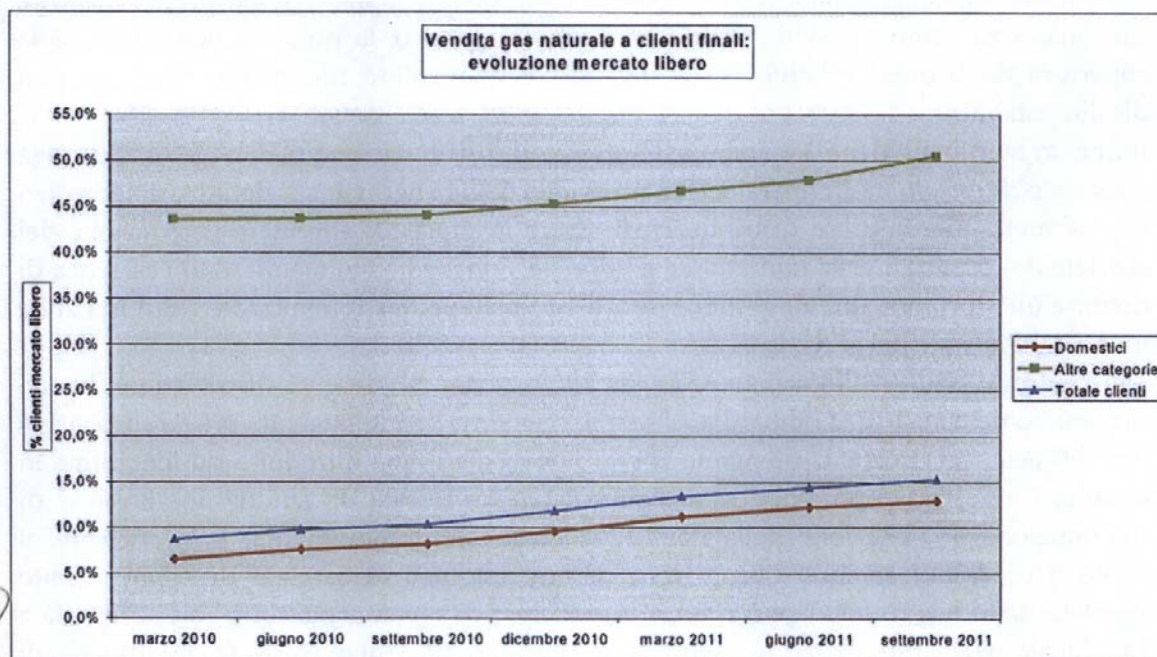
Tabella 3

Forniture di gas naturale a clienti finali Evoluzione servizio di tutela e mercato libero	2010				2011		
	MARZO <small>(agg. 30-05-2011)</small>	GIUGNO <small>(agg. 30-05-2011)</small>	SETTEMBRE <small>(agg. 30-05-2011)</small>	DICEMBRE <small>(agg. 23-05-2011)</small>	MARZO <small>(agg. 22-07-2011)</small>	GIUGNO <small>(agg. 22-09-2011)</small>	SETTEMBRE <small>(agg. 26-01-2011)</small>
Clienti domestici e condomini uso domestico							
<i>Numero punti osservati (milioni)</i>	18,7	18,6	18,9	18,9	19,0	18,9	19,2
. Servizio di tutela (*)	93%	92%	92%	90%	89%	88%	87%
. Mercato libero	7%	8%	8%	10%	11%	12%	13%
Altri clienti							
<i>Numero punti osservati (milioni)</i>	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,2	1,3
. Servizio di tutela (*)	56%	56%	56%	55%	53%	52%	49%
. Mercato libero	44%	44%	44%	45%	47%	48%	51%
TOTALE							
<i>Numero punti osservati (milioni)</i>	19,9	19,8	20,1	20,1	20,3	20,1	20,5
. Servizio di tutela (*)	91%	90%	90%	88%	87%	86%	85%
. Mercato libero	9%	10%	10%	12%	13%	14%	15%

Fonte: elaborazioni AEEG su dati trasmessi dagli esercenti la vendita di gas naturale ai clienti finali ai sensi dell'articolo 19 del TIVG. I valori indicati possono risentire di eventuali carenze comunicative degli esercenti.

(*) Il servizio di tutela consiste nella fornitura di gas naturale alle condizioni economiche previste dall'Autorità (art. 3 TIVG)

Grafico 2

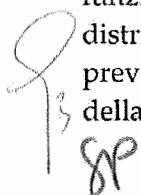


L'assetto della tutela di prezzo per i clienti di piccole dimensioni risulta, quindi, differente rispetto al settore elettrico: nel settore del gas naturale, infatti, il servizio è erogato (potenzialmente) da tutti i venditori che forniscono clienti di piccole dimensioni ma non

sussiste in capo a tali venditori alcun obbligo di garantire la fornitura per i clienti finali. Tale meccanismo comporta l'esigenza di individuare un soggetto che effettui l'erogazione del servizio di ultima istanza nei casi in cui il cliente finale si trovi senza un venditore. A tale fine, il decreto legislativo n. 93/11 ha confermato che il servizio di ultima istanza per i clienti finali aventi diritto al servizio di tutela è garantito da fornitori di ultima istanza, selezionati attraverso apposite procedure, i cui criteri sono definiti dal Ministro dello sviluppo economico. Tuttavia, il servizio di ultima istanza potrebbe non essere sufficiente a garantire la continuità della fornitura ai clienti finali (ad esempio, perché il fornitore di ultima istanza ha terminato il gas a disposizione e non è, pertanto, in grado di erogare il servizio). Per questa ragione il citato decreto legislativo ha previsto che l'impresa distributrice territorialmente competente garantisca la continuità della fornitura nei confronti dei clienti finali, attraverso il c.d. servizio di *default*, qualora "un cliente finale connesso alla rete di distribuzione si trovi senza fornitore di gas naturale e non sussistano i requisiti per l'attivazione del FUI". Una simile previsione, la cui implementazione è stata definita dall'Autorità con la deliberazione ARG/gas 99/11, consente, anche con riferimento al settore del gas naturale, di identificare, per tutti i clienti finali connessi alle reti di distribuzione, un soggetto obbligato alla garanzia della fornitura, minimizzando, da un lato, il rischio di interruzione della fornitura o di prelievo irregolare da parte dei clienti finali, e, dall'altro, l'incertezza del sistema e il rischio legato alla gestione di situazioni che potrebbero generare crediti non facilmente recuperabili. Ai fini dell'erogazione del servizio, all'impresa di distribuzione è garantita la copertura dei costi sostenuti, compresi di un'adeguata remunerazione. Su questo tema risulta particolarmente rilevante, così come già evidenziato per il settore elettrico, la problematica relativa alla copertura degli oneri relativi alla morosità, con particolare riferimento ai clienti non disalimentabili.

Infine, in merito all'identificazione dell'impresa di distribuzione quale soggetto che eroga il servizio di *default*, molti operatori hanno evidenziato la necessità di definire un percorso che permetta alle imprese distributrici di essere in grado di effettuare l'erogazione del servizio dal punto di vista operativo e gestionale, nonché hanno manifestato l'esigenza di definire ulteriori modalità di gestione dei clienti finali volte a minimizzare i casi in cui ha luogo l'attivazione del servizio di *default*.

Nei confronti della deliberazione ARG/gas 99/11 alcune imprese di distribuzione hanno presentato ricorso al Tar Lombardia, al fine di ottenerne l'annullamento, previa sospensione dell'efficacia. Le ricorrenti ritengono che la nuova disciplina introdotta sia illegittima in quanto, tra l'altro, imporrebbe lo svolgimento di un'attività di vendita alle imprese di distribuzione in violazione della normativa nazionale e comunitaria. In particolare, il servizio di *default* sembrerebbe, a loro parere, estraneo al servizio di bilanciamento regolato dal d.lgs. n. 164/00 e contrario al principio di separazione contabile, societaria e funzionale che impongono alle imprese del gas di tenere distinte le attività di distribuzione da quelle di vendita. Le ricorrenti contestano altresì che non sia stata prevista la copertura dei costi del servizio di *default* contestualmente all'approvazione della delibera ARG/gas 99/11.

Handwritten signature and initials, possibly 'SP', in the left margin.

L'Autorità ritiene tutte le censure in termini del ruolo dell'impresa distributrice infondate. Per quanto riguarda invece la copertura dei costi del servizio di *default*, l'Autorità ha deliberato un apposito documento di consultazione (DCO 44/11) sul tema.

Nel mese di dicembre 2011, il Tar Lombardia, con varie ordinanze, ha sospeso in via cautelare l'efficacia della deliberazione ARG/gas 99/11 limitatamente alla disciplina del servizio di *default* e ha rimandato la decisione di merito agli inizi di giugno 2012. Avverso tali ordinanze di sospensiva l'Autorità ha presentato appello al Consiglio di Stato. Con deliberazione ARG/gas 207/11, l'Autorità ha prorogato all'1 maggio 2012 l'entrata in vigore delle disposizioni riferite, tra l'altro, al servizio di *default*, nonché quelle relative alla gestione del fenomeno della morosità di cui al TIMG, e alla cessazione amministrativa, contenute nella deliberazione ARG/gas 99/11 (la operatività era inizialmente prevista per l'1 gennaio 2012). Tale decisione è stata motivata dalla necessità di consentire agli operatori il tempo necessario all'implementazione di tutti gli strumenti funzionali all'erogazione del servizio di *default* nonché delle disposizioni a tale servizio associate. Anche avverso tale deliberazione, alcuni soggetti hanno presentato ricorso al Tar Lombardia per l'annullamento, previa sospensione.

3.3 INTERVENTI PER RIDURRE LE CRITICITÀ

Gli interventi da porre in atto al fine di migliorare l'efficienza e la competitività del mercato nel settore del gas naturale dovrebbero concentrarsi sugli aspetti illustrati di seguito.

Operatore unico dei servizi di trasporto e bilanciamento, nonché del servizio di misura

L'Autorità sta operando attivamente per ridurre i costi di transazione, migliorare la trasparenza ed aumentare la liquidità del mercato nel settore del gas naturale. Per completare questo processo di efficientamento sarebbe opportuna l'istituzione di un operatore unico che agisca come interfaccia per l'accesso e l'erogazione del servizio di trasporto e bilanciamento.

Nel sistema nazionale del gas sono infatti attualmente attive 10 imprese di trasporto; sette operano esclusivamente su reti di trasporto regionale, le rimanenti 3 (Snam Rete Gas S.p.A., Edison Stoccaggio S.p.A. e SGI S.p.A) anche su tratti di rete nazionale. Data l'esigenza di coordinamento nella gestione del sistema nazionale di trasporto, la normativa ha elaborato il concetto di impresa maggiore di trasporto (attualmente la società Snam Rete Gas S.p.A.), cui vengono attribuiti compiti funzionali alla gestione integrata del sistema ed, in particolare, la gestione commerciale dell'accesso al servizio di trasporto sulla rete nazionale di gasdotti, l'erogazione del servizio di bilanciamento, la gestione delle procedure di emergenza del sistema del gas, nonché il riconoscimento alle altre imprese di trasporto delle quote di ricavo di competenza da essa riscosse dagli utenti.

L'assetto sopra descritto non comprende le procedure di accesso alle reti regionali di trasporto e la relativa erogazione del servizio, che vengono quindi gestite dalle imprese di trasporto che ne hanno la disponibilità. Quindi, per rifornire clienti allacciati a reti regionali gestite da imprese di trasporto, diverse dalla maggiore, l'utente dovrà interfacciarsi sia con l'impresa maggiore di trasporto sia con l'impresa che gestisce i tratti

SP

di rete regionale, con il conseguente appesantimento degli oneri amministrativi e gestionali. Peraltro, le inefficienze dell'assetto sopra delineato non sono compensate dai benefici del confronto concorrenziale, nemmeno indiretto, tra imprese di trasporto, posto che ciascuna impresa si trova in situazione di monopolio naturale sulla rispettiva porzione di rete.

L'istituzione di un operatore unico a livello nazionale permetterebbe di superare le inefficienze sopra rappresentate.

Strettamente connesso è anche il tema del responsabile unico del servizio di misura al perimetro della rete di trasporto. Al fine di risolvere le anomalie che si sono verificate negli scorsi anni, in materia di gas non contabilizzato (riconducibili prevalentemente all'inadeguatezza impiantistica degli impianti di misura, nonché a carenze nell'attività manutentiva nei punti di misura della rete di trasporto), l'Autorità ha ritenuto necessario definire un quadro coordinato di tutte le attività e responsabilità del servizio di misura, prevedendo, tra l'altro, di assegnare all'impresa maggiore di trasporto il ruolo di vigilanza e coordinamento per tutte le attività inerenti il servizio e la responsabilità dell'attività di *meter reading*. L'Autorità ha contestualmente previsto che l'impresa maggiore assicuri l'effettiva implementazione delle disposizioni in materia di adeguamento e di manutenzione degli impianti di misura, anche tramite la sostituzione del soggetto responsabile dell'attività di *metering*, nel caso in cui questo non adempia alle proprie responsabilità. Sarebbe auspicabile che anche gli interventi normativi relativi alla gestione degli impianti di misura, anche con valenza fiscale (ivi comprese le responsabilità metrologiche, che esulano dalle competenze dell'Autorità), si conformassero a tale principio.

Criteria di accesso allo stoccaggio di modulazione

L'Autorità ritiene auspicabile il superamento degli attuali criteri di allocazione della capacità di stoccaggio di modulazione, attraverso l'adozione di meccanismi di mercato.

L'articolo 7 del decreto legislativo n. 164/00, come modificato dal decreto legislativo n. 93/11, ha introdotto la previsione secondo la quale lo stoccaggio di modulazione deve essere assegnato prioritariamente ai fornitori di clienti meritevoli di particolari tutele (clienti civili, piccole imprese, ospedali), per un volume determinato dal Ministero dello sviluppo economico in relazione alle esigenze di modulazione dei medesimi clienti (articolo 18, comma 2).

L'introduzione di un legame fra l'accesso ad una risorsa (lo stoccaggio) ed una specifica finalità di utilizzo (la modulazione dei clienti finali tutelati), come quello previsto dalla disposizione in esame, ha l'effetto di limitare la flessibilità e l'efficienza di utilizzo della risorsa stessa e, in un sistema di mercato, di ridurre il valore. Proprio la presenza del mercato garantisce, al contrario, la possibilità per il soggetto, che intende fornire un cliente finale, di utilizzare le diverse modalità di approvvigionamento (a termine, *spot* o del bilanciamento) del gas somministrato ai clienti, pagandone i relativi costi.

La perdita di efficienza, legata all'assetto descritto, emerge considerando anche la concreta organizzazione della filiera del gas, ove l'utente dello stoccaggio è principalmente un grossista che agisce sul lato dell'approvvigionamento di gas, più che il soggetto che rifornisce direttamente i clienti finali. Ne derivano potenziali barriere all'entrata da parte

SP

di nuovi operatori (i quali, per poter entrare nel mercato, necessitano di capacità di stoccaggio) e criticità nel mercato *retail*, soprattutto a seguito dell'apertura ai clienti di piccole dimensioni, le cui repentine dinamiche di *switching* mal si conciliano con le ciclicità, tipicamente annuali, di gestione della capacità di stoccaggio.

Gli obiettivi di sicurezza e di economicità delle forniture ai predetti clienti finali, perseguiti dalla norma in esame, potrebbero essere più efficacemente raggiunti con strumenti diversi. Inoltre, l'attuale assetto dell'accesso allo stoccaggio di modulazione, proprio alla luce delle precedenti considerazioni, presenta possibili profili di incoerenza con quanto richiesto dall'articolo 17, comma 2, del Regolamento (CE) n. 715/2009, che prevede che i meccanismi di allocazione della capacità di stoccaggio (a) diano adeguati segnali economici per l'uso efficiente della capacità, (b) garantiscano la compatibilità con i meccanismi di mercato (inclusi i mercati *spot*) e (c) siano flessibili e facilmente adattabili alle circostanze del mercato in evoluzione.

Misure per un'efficace apertura del mercato attraverso l'utilizzo efficiente delle capacità di trasporto sui gasdotti europei

La riduzione dei consumi conseguente alla congiuntura economica di questi ultimi anni, unitamente alla disponibilità di gas a basso prezzo in alcuni hub continentali europei, hanno reso manifesto lo scarso utilizzo delle infrastrutture esistenti per il trasporto del gas tra i vari Stati membri, evidenziando il fenomeno della *cd. congestione contrattuale*, ossia l'impossibilità di ottenere capacità di trasporto in alcuni gasdotti da parte degli operatori, sebbene fisicamente disponibile. Infatti, la capacità risulta integralmente allocata ad altri operatori sulla base di contratti di lungo periodo. In Italia, nonostante il tasso di utilizzo medio delle infrastrutture di importazione sia inferiore al 70%, rimane fondamentale il potenziamento del sistema infrastrutturale di importazione.

Gli sforzi di ACER e della Commissione europea sono stati indirizzati, nel corso del 2011, alla predisposizione di misure volte a superare tali congestioni contrattuali e consentire quindi un sempre maggiore allineamento²³ tra i prezzi nei diversi mercati europei (compreso quello italiano al PSV), salvo i casi in cui si realizzi una congestione fisica.

In particolare, la Commissione europea ha sottoposto alla procedura di Comitologia un nuovo allegato del Regolamento gas n. 715/2009, relativo alla risoluzione delle congestioni nei punti di interconnessione dei gasdotti transfrontalieri, tanto più efficaci quanto maggiore è il coordinamento - tra imprese di trasporto interconnesse - nella gestione delle procedure di accesso alla capacità anche per orizzonte temporali brevi (*day-ahead* o *intraday*).

Infine, proprio il 29 febbraio 2012 il Senato della Repubblica ha approvato, in prima lettura, il disegno di legge di conversione del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, recante disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività (AS. 3110) che, all'articolo 14, comma 5, prevede che il Ministero dello Sviluppo economico e l'Autorità monitorino il grado di utilizzo dei gasdotti esteri, al fine di promuovere il loro utilizzo ottimale e l'allocazione coordinata delle capacità lungo tali gasdotti.

²³ Al netto eventualmente del valore assunto dai corrispettivi di trasporto.

Misure in materia di sicurezza di funzionamento del sistema del gas naturale

Si ritiene opportuno introdurre nuovi strumenti per la gestione delle situazioni critiche nell'approvvigionamento di gas naturale.

Ad esempio, potrebbe essere previsto che il responsabile del bilanciamento possa operare nel mercato, sotto il controllo delle istituzioni responsabili della sicurezza del sistema, mediante azioni di acquisto e vendita di gas, anche nel medio periodo, utilizzando anche servizi di stoccaggio, allo scopo di garantire la disponibilità di gas di bilanciamento, laddove ciò fosse ritenuto necessario per assicurare adeguati livelli di sicurezza del sistema. Tale strumento può essere accompagnato da meccanismi che provvedano a ripartirne i benefici e i costi associati, sulla base di criteri predefiniti, nei casi in cui tali costi non siano compensati dagli oneri di bilanciamento pagati dagli utenti del bilanciamento.

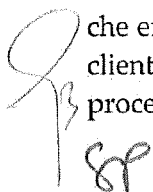
Al riguardo giova richiamare il Regolamento (CE) n. 994/2010, contenente misure per la salvaguardia dell'approvvigionamento del gas naturale, che, nel definire norme comuni a livello europeo per la gestione delle possibili situazioni di criticità, ha previsto che ciascuno Stato membro definisca un piano di azione preventiva e un piano di emergenza conforme ai criteri definiti nel medesimo Regolamento. Il piano di azione preventiva (articolo 5, comma 2) dovrà, in primo luogo, essere basato su misure di mercato e dovrà considerare l'impatto economico, l'efficacia e l'efficienza delle misure nonché gli effetti sul funzionamento del mercato comunitario del gas naturale. Solo nel caso del livello di emergenza più elevato (articolo 10, comma 3, lettera c), corrispondente ad eventi di domanda eccezionale o di significativa riduzione delle forniture, è previsto il ricorso a misure aggiuntive non basate su criteri di mercato.

Monitoraggio del mercato della vendita al dettaglio, flussi informativi e *switching*

Anche nel settore del gas naturale l'effettiva apertura dei mercati al dettaglio e lo sviluppo della concorrenza richiede il coordinamento delle attività svolte dai diversi operatori, precedentemente integrati, attraverso lo scambio di informazioni e la definizione dei processi necessari per la gestione dei clienti finali. Tra i processi a più elevata criticità ci sono quello dello *switching* dei clienti finali e quello della gestione dei dati di misura. L'estensione dell'ambito di applicazione del sistema informatico integrato (SII) per la gestione dei flussi informativi alle misure dei consumi di gas, come previsto dall'articolo 22 del decreto-legge n. 1/2012, attualmente all'esame del Parlamento per la sua conversione in legge, ben soddisfa tale esigenza.


Vendita al dettaglio gas

L'Autorità ritiene opportuno, al fine di minimizzare i casi in cui ha luogo l'attivazione del servizio di *default* ad opera dell'impresa distributrice, individuare un soggetto intermedio che eroghi il servizio di fornitura di ultima istanza ai clienti di grandi dimensioni, inclusi i clienti non disalimentabili. L'individuazione di tale soggetto, che potrebbe avvenire con procedure analoghe a quelle previste per la selezione del fornitore di ultima istanza



relativamente ai clienti di piccole dimensioni, potrebbe essere notevolmente favorita se accompagnata da modifiche della normativa primaria volte a :

- a) definire i criteri per l'identificazione dei clienti non disalimentabili, in modo tale da limitare l'insieme dei soggetti che rientrano nella categoria dei clienti non disalimentabili, pur nel contesto di tutela della fornitura con riferimento a particolari categorie di utenze;
- b) limitare il periodo di tempo in cui un cliente finale può essere identificato come non disalimentabile;
- c) definire modalità alternative di copertura degli oneri relativi alla morosità dei clienti non disalimentabili, anche secondo quanto proposto per il settore dell'energia elettrica.

 B 8P

4. IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI ELETTRICHE

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ha raggiunto, nel 2010, il 25,5% della produzione lorda totale (Tabella 4), con un marcato incremento rispetto agli anni precedenti (Figura 1). Nell'anno 2011, i cui dati a consuntivo non sono ancora disponibili, si è assistito ad un ulteriore marcato incremento, con particolare riferimento alla produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici che, in un solo anno, è aumentata drammaticamente da 2 TWh del 2010 a circa 11 TWh.

Tabella 4

Produzione lorda di energia elettrica in Italia, nel 2010

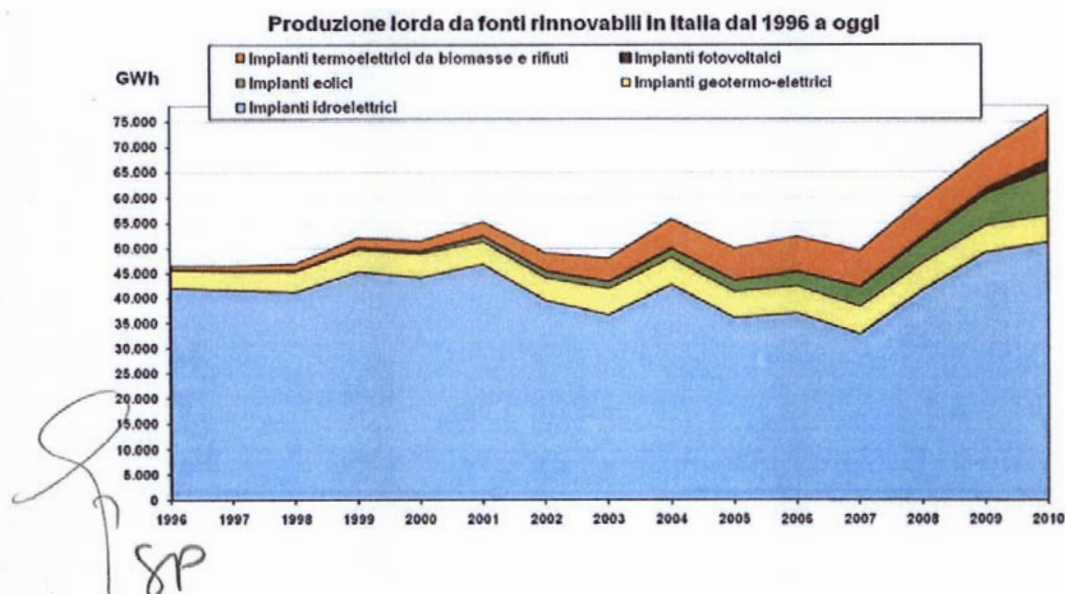
Impianti *	Produzione lorda di energia elettrica		Produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili	
	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]
Idrica	54.407	18,0%	51.117	66,4%
termica tradizionale	231.248	76,6%	9.440	12,3%
<i>combustibili solidi</i>	39.734	13,2%		
<i>gas naturale</i>	152.737	50,6%		
<i>gas derivati</i>	4.731	1,6%		
<i>prodotti petroliferi</i>	9.908	3,3%		
<i>altri combustibili</i>	14.698	4,9%		
<i>biomasse e rifiuti biod.</i>	9.440	3,1%		
geotermica	5.376	1,8%	5.376	7,0%
eolica	9.126	3,0%	9.126	11,9%
fotovoltaica	1.905	0,6%	1.905	2,5%
totale	302.062		76.964	
<i>di cui da fonti rinnovabili</i>	76.964	25,5%		

* La produzione idrica comprende la produzione da apporti da pompaggio che non fa parte delle fonti rinnovabili.

Nota: il totale della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non comprende la produzione derivante dalla parte non biodegradabile dei rifiuti. Tale produzione è stimata pari al 50% della produzione da rifiuti solidi urbani.

Fonte: "Dati statistici sugli impianti e la produzione di energia elettrica in Italia" Terna, 2011

Figura 1- grafico elaborato a partire dai dati di Terna



In generale, è possibile articolare il quadro normativo/regolatorio, eccetto le procedure autorizzative che occupa una tematica a parte, su tre differenti macro-livelli:

- il primo relativo alla regolazione dell'accesso ai servizi di sistema (intesi come connessione alle reti elettriche, trasporto, dispacciamento e misura dell'energia elettrica);
- il secondo relativo alle modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta;
- il terzo relativo ai regimi di incentivazione.

Riguardo le procedure autorizzative, ad oggi, i principali ostacoli al rapido sviluppo degli impianti di produzione di energia elettrica dalle fonti rinnovabili sono da attribuire all'*iter* autorizzativo locale, che appare frammentato, molto diverso da una Regione all'altra, spesso burocratizzato e costoso (costi stimabili fino al 20 - 30% del valore complessivo degli incentivi attesi), con tempi piuttosto lunghi (anche di anni) rispetto ai novanta giorni indicati dal decreto legislativo n. 387/03 per l'*iter* autorizzativo unico, al netto dei tempi previsti per il provvedimento di valutazione di impatto ambientale.

Occorre, quindi, prevedere strumenti, di carattere normativo e regolatorio, finalizzati a rendere più certe e più omogenee sul territorio nazionale le procedure autorizzative. Positiva sotto questo profilo l'approvazione delle linee guida interministeriali per la semplificazione delle autorizzazioni, rilasciate da Regioni o enti locali, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, oltre alle novità già introdotte dal decreto legislativo n. 28/11.

Inoltre, sarebbe opportuno prevedere strumenti finalizzati a responsabilizzare maggiormente le Regioni e le amministrazioni coinvolte nel procedimento autorizzativo, al fine di rendere più certe le tempistiche nel rispetto delle normative vigenti. Ciò consentirebbe anche di eliminare i problemi relativi alla saturazione delle reti e quelli di carattere speculativo.

4.1 REGOLAZIONE DELL'ACCESSO AI SERVIZI DI SISTEMA: CONNESSIONE ALLA RETE

La saturazione virtuale delle reti

In relazione alle connessioni alla rete degli impianti di produzione di energia elettrica, più volte l'Autorità ha segnalato la necessità di un intervento urgente finalizzato a contenere i ben noti problemi di prenotazione della capacità di rete, in assenza dell'effettiva realizzazione degli impianti di produzione. Tale fenomeno costituisce una vera e propria barriera all'ingresso di nuovi operatori che, in alcuni casi, realizzano gli impianti di produzione ma non riescono ad ottenere la connessione in tempi rapidi anche se la rete è satura solo "sulla carta".

Al fine di risolvere tale problema, l'Autorità, nei limiti dei propri poteri e del proprio ambito di intervento, è intervenuta nuovamente, a seguito della sospensione delle relative parti della deliberazione ARG/elt 125/10, disposta dal Tar Lombardia in sede cautelare, prevedendo che il richiedente, qualora diverso da un cliente finale domestico, nel caso di impianti di produzione da connettere ad una linea critica o in un'area critica, versi al

SP

gestore di rete, all'atto dell'accettazione del preventivo, un corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete, il cui valore unitario è pari a 20,25 €/kW; tale corrispettivo ha la funzione di razionalizzare la prenotazione della capacità di trasporto della rete, al fine di evitare i suddetti fenomeni volti a realizzare la saturazione virtuale della rete.

La saturazione reale delle reti

Quello della saturazione non è un problema solo virtuale. Già oggi, infatti, esistono reti elettriche realmente sature e, pertanto, non in grado di evacuare tutta la produzione elettrica immessa nelle medesime. Il problema si è manifestato soprattutto lungo alcune dorsali appenniniche caratterizzate dalla presenza di numerosi impianti (per lo più eolici) e di carichi limitati o nulli.



Per risolvere tale problema, occorre sviluppare le reti elettriche e, congiuntamente, valutare la realizzazione di sistemi di accumulo (quali i sistemi di pompaggio) che consentano di sfruttare al meglio la rete disponibile. L'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 199/11, ha previsto per il periodo regolatorio 2012 - 2015 la sovraremunerazione dei nuovi investimenti in progetti pilota, opportunamente selezionati, relativi a sistemi di accumulo per l'energia elettrica per le reti di trasmissione e di distribuzione.

4.2 REGIMI DI RITIRO

Ritiro dedicato

Il ritiro dedicato, vigente dall'1 gennaio 2008, può essere applicato agli impianti di potenza inferiore a 10 MVA (qualunque sia la fonte) e agli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili di qualunque taglia. L'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 103/11, ha definito la nuova struttura e i nuovi valori dei prezzi minimi garantiti che si applicano dall'1 gennaio 2012; da tale data, i prezzi minimi garantiti sono differenziati per fonte e, nel caso delle sole fonti solare fotovoltaica e idrica, sono definiti per scaglioni progressivi di energia.

La Figura 2 rappresenta l'evoluzione dell'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato. In particolare, nel 2010, la quantità di energia elettrica ritirata è stata pari a circa 11,5 TWh, prodotta da 13.090 impianti per circa 9 GW. Tra questi, circa 12.000 impianti (prevalentemente mini-idro e solari fotovoltaici), per una potenza di 2,4 GW hanno usufruito dei prezzi minimi garantiti, comportando un onere residuo in capo alla componente tariffaria A3 pari a poco più di 100 milioni di euro. Nel 2011 (dati di preconsuntivo), la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato è stata pari a circa 17,1 TWh, prodotta da 35.486 impianti, per una potenza complessiva di circa 17 GW. Tra questi, 33.657 impianti (prevalentemente mini-idro e solari fotovoltaici - Figura 3), per una potenza di 7 GW, hanno usufruito dei prezzi minimi garantiti, comportando un onere residuo in capo alla componente tariffaria A3 pari a circa 130 milioni di euro²⁴. Per il 2012 si stima che la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE

 
²⁴ Il marcato incremento degli impianti ammessi a beneficiare dei prezzi minimi garantiti nel 2011, rispetto al 2010, è quasi interamente attribuibile agli impianti fotovoltaici.

aumenti ulteriormente fino a superare 20 TWh, con un costo a carico della componente tariffaria A3 in riduzione per effetto della revisione dei prezzi minimi garantiti operata dall’Autorità.

Figura 2

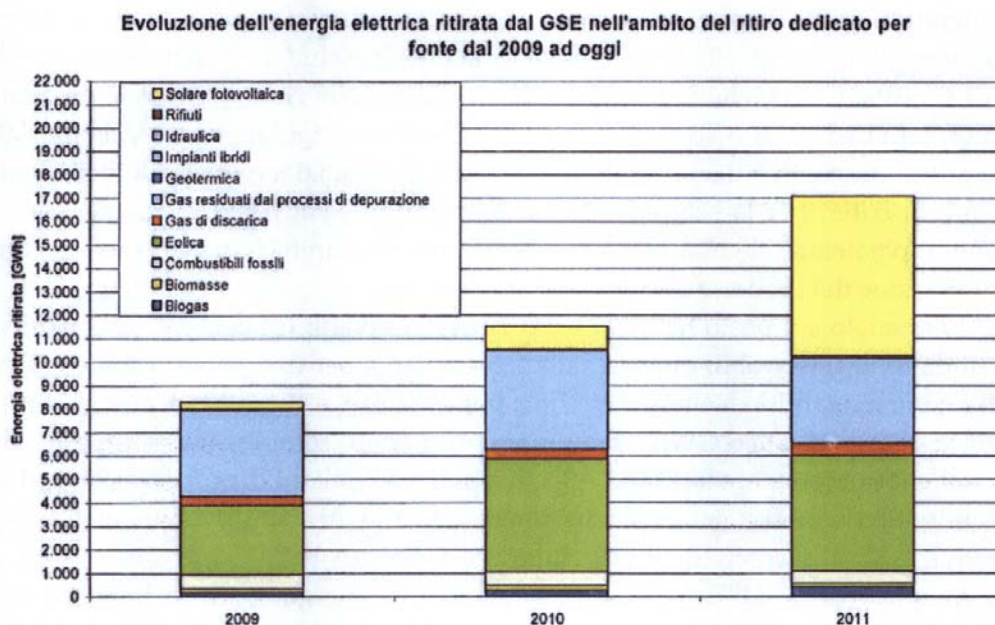
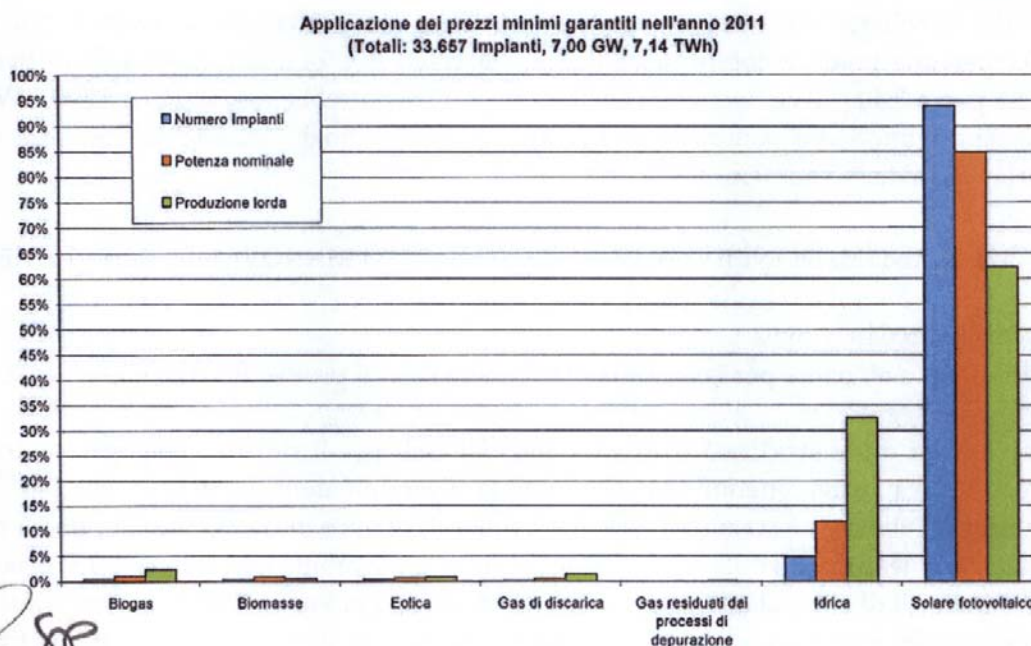


Figura 3



[Handwritten signature]

Scambio sul posto

Lo scambio sul posto, vigente dall'1 gennaio 2009, può essere applicato agli impianti alimentati da fonti rinnovabili e/o cogenerativi ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.

L'Autorità, considerate le criticità operative emerse nell'attuazione dello scambio sul posto, intende modificare il meccanismo di scambio sul posto, prevedendo condizioni standard, non più correlate alle singole bollette, al fine di escludere il coinvolgimento delle società di vendita. Ciò poiché la maggior parte delle criticità riscontrate sono correlate ai flussi informativi tra GSE e società di vendita. Il decreto legislativo n. 28/11, tra l'altro, rimanda ad un successivo decreto interministeriale la definizione, da parte dei Ministeri competenti, di criteri per la semplificazione dello scambio sul posto: si ritiene, pertanto, opportuno implementare le modifiche al meccanismo di scambio sul posto solo a seguito dell'approvazione del predetto decreto interministeriale.

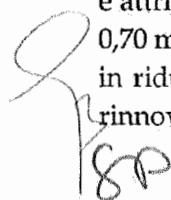
Nel 2010 lo scambio sul posto ha interessato 144.418 impianti (di cui 55 cogenerativi e 73 alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare), per una potenza complessiva di 1.079 MW ed una quantità di energia elettrica immessa pari a 604 GWh. L'energia elettrica scambiata è stata pari a 466 GWh, comportando un onere complessivo in capo ai clienti finali, tramite la componente tariffaria A3, circa pari a 35 milioni di euro. Nel 2011 (dati di preconsuntivo) lo scambio sul posto ha interessato più di 292.454 impianti (di cui 72 cogenerativi e 82 alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare), per una potenza complessiva di 3.879 MW ed una quantità di energia elettrica immessa pari a 2.178 GWh. L'energia elettrica scambiata è stata pari a 1.762 GWh, comportando un onere complessivo in capo ai clienti finali, tramite la componente tariffaria A3, atteso in circa 135 milioni di euro. Per l'anno 2012 ci si attende un ulteriore notevole aumento dell'utilizzo dello scambio sul posto e dei relativi oneri, per effetto dell'enorme sviluppo dei piccoli impianti fotovoltaici. Gli impianti che ne beneficeranno potrebbero arrivare a più di 360.000, per una potenza complessiva di 5.200 MW ed una quantità di energia elettrica immessa pari a 3.400 GWh. L'energia elettrica scambiata potrebbe essere pari a 2.800 GWh, comportando un onere complessivo in capo ai clienti finali, tramite la componente tariffaria A3, in deciso aumento.

4.3 MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI ELETTRICHE

Provvedimento Cip n. 6/92

Con riferimento all'onere per i consumatori connesso con il provvedimento Cip n. 6/92, si rileva quanto segue:

- a) nel 2011 la differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica Cip 6/92 e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato (Tabella 5) è stata pari a circa 1,2 miliardi di euro. Il costo netto per il sistema è attribuibile, per 0,52 miliardi di euro, alle fonti rinnovabili (4,8 TWh) e, per i restanti 0,70 miliardi di euro, alle fonti assimilate (21,9 TWh). Per l'anno 2012 tale costo è atteso in riduzione e pari a poco più di 1 miliardo di euro (430 milioni di euro per le fonti rinnovabili e 600 per le assimilate), per effetto della progressiva scadenza delle



convenzioni. Il costo netto è a carico della componente tariffaria A3 ed è quasi interamente attribuibile ai livelli dei prezzi di ritiro, maggiori rispetto ai prezzi di mercato. I dati qui riportati includono i benefici (in termini di minor quantità di energia ritirata dal GSE) ma non i costi derivanti dalla risoluzione anticipata delle convenzioni Cip 6/92²⁵;

Tabella 5

Dati relativi all'applicazione del provvedimento Cip n. 6/92 nell'anno 2011

		Fonti rinnovabili		Fonti assimilate		Totale
		[%]		[%]		
Numero di convenzioni in essere al 31 dic. 2011	[Numero]	121	88,3%	16	11,7%	137
Potenza convenzionata al 31 dic. 2011	[MW]	1.007	27,7%	2.631	72,3%	3.638
Energia elettrica ritirata	[TWh]	4,77	17,9%	21,9	82,1%	26,64
Costi per il ritiro dell'energia elettrica	[Miliardi di euro]	0,88	27,4%	2,33	72,6%	3,21
Ricavi associati alla rivendita dell'energia elettrica	[Miliardi di euro]	0,36	17,9%	1,63	82,1%	1,99
Impatto sulla componente tariffaria A3	[Miliardi di euro]	0,52	42,8%	0,70	57,2%	1,22

I dati riportati nella presente tabella sono stime. In particolare, potrebbero essere oggetto di ulteriore revisione a seguito della determinazione del valore di conguaglio del costo evitato di combustibile (CEC).

I dati riportati escludono le convenzioni Cip 6 risolte anticipatamente ai sensi del decreto ministeriale 2 agosto 2010 e 8 ottobre 2010.

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE all'Autorità

- b) gli oneri riconosciuti ai produttori da fonti assimilate, a copertura dei costi di acquisto dei CV (certificati verdi), per le produzioni dell'anno 2009, sono stimati in circa 50 milioni di euro;
- c) gli oneri riconosciuti ai produttori che devono acquistare i permessi di emissione, pari a circa 225 milioni di euro per l'anno 2009 e a 265 milioni di euro per l'anno 2010, sono stimabili in circa 200 milioni di euro per l'anno 2011. Il riconoscimento viene effettuato l'anno successivo a quello di riferimento.

²⁵ Al riguardo, a seguito dei Decreti del Ministro dello Sviluppo Economico 2 dicembre 2009, 2 agosto 2010, 8 ottobre 2010 e 23 giugno 2011, dieci impianti assimilati hanno optato per la fuoriuscita anticipata dal provvedimento Cip n. 6/92 (nove con effetti dall'1 gennaio 2011 e uno con effetti dal 1 ottobre 2011). Secondo le più recenti stime del GSE, effettuate sulla base dei criteri indicati nei predetti decreti, le risoluzioni anticipate delle convenzioni Cip 6 già confermate, a fronte di un costo complessivo stimato in circa 421 milioni di euro (aggiuntivo rispetto ai costi precedentemente evidenziati), dovrebbero comportare un risparmio complessivo per il sistema di circa 211 milioni di euro. L'effetto della risoluzione anticipata delle convenzioni Cip n. 6/92, in termini di minore quantità di energia elettrica ritirata dal GSE, appare evidente dalla figura 4. Ad oggi, per effetto delle risoluzioni anticipate delle convenzioni Cip n. 6/92 confermate, sono già stati erogati circa 256 milioni di euro. Ad essi si potranno aggiungere ulteriori oneri in caso di nuove risoluzioni anticipate, con riferimento agli impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia.

Le Figure 4 e 5 evidenziano, rispettivamente, la quantità di energia elettrica e il costo complessivo (pari a circa 24 miliardi di euro), ripartiti per fonte, derivanti dal ritiro dell'energia elettrica, ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, dal 2001 al 2011.

Figura 4

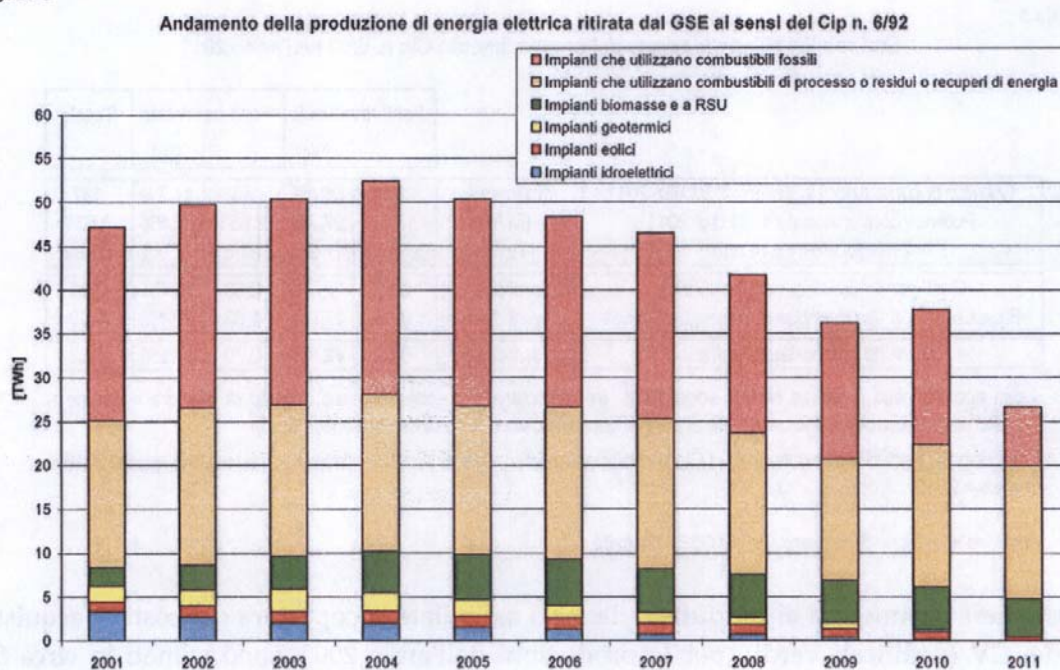
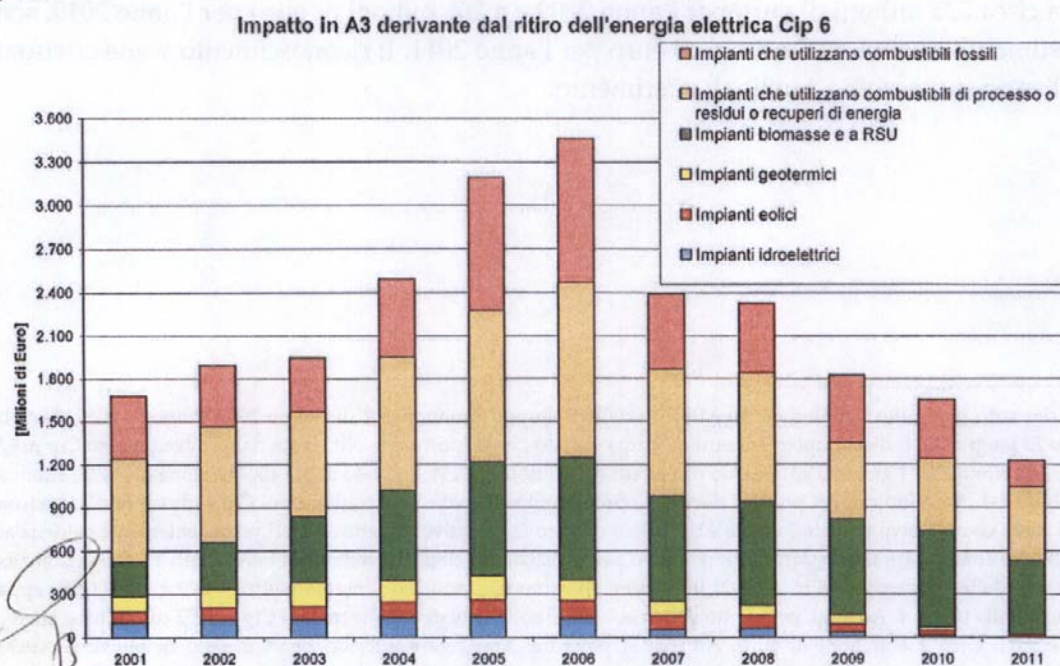


Figura 5



Gli oneri annuali del provvedimento Cip n. 6/92 per gli anni a venire, intesi come costi netti a carico dei clienti del settore elettrico, considerando solo gli impianti attualmente oggetto dell'incentivazione, sono destinati ad esaurirsi progressivamente. Ciò anche per effetto della risoluzione anticipata delle convenzioni Cip n. 6/92, nel caso di impianti alimentati da fonti assimilate.

Tuttavia, non è da escludere che gli oneri annuali derivanti dal provvedimento Cip n. 6/92 possano aumentare per effetto della possibile entrata in esercizio degli impianti alimentati da rifiuti, ammessi a godere (da leggi anche molto recenti) dell'incentivazione Cip n. 6/92.

Certificati verdi

L'onere complessivo del programma di incentivazione è pari alla somma di due componenti:

- a) la prima componente, rappresentata dall'incremento di prezzo all'ingrosso conseguente all'obbligo in capo ai produttori e agli importatori, è posta indirettamente a carico dei clienti finali. Essa può solo essere stimata ed è pari, per l'anno d'obbligo 2010 (terminato il 31 marzo 2011), a circa 650 milioni di euro. Per gli anni d'obbligo 2011 e 2012, ci si attende un onere poco superiore, in prima approssimazione, rispetto a quello stimato per l'anno 2010. Degli oneri sostenuti indirettamente dai clienti nei prezzi dell'energia elettrica, una parte, come evidenziato in tabella, va direttamente a beneficio dei produttori IAFR e l'altra, determinata dalla vendita dei certificati verdi da parte del GSE in presenza di offerta insufficiente da parte dei medesimi produttori, va a riduzione della componente A3. Si evidenzia che i CV non sono solo riferiti a energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ma anche, seppur in minor quantità, ad energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento²⁶;
- b) la seconda componente deriva dall'obbligo di ritiro, in capo al GSE, dei CV invenduti. Tale componente, posta a carico della componente tariffaria A3, è cresciuta in misura significativa a partire dal 2008 a causa dell'eccesso di offerta dei CV, che tuttora persiste. Per l'anno 2011, i CV invenduti, relativi all'anno d'obbligo 2010 (concluso al 31 marzo 2011), corrispondenti a circa 15,4 TWh a fronte di una domanda, per il medesimo anno d'obbligo, di 8,1 TWh, hanno comportato un onere di 1.349 milioni di euro. Si stima che, per l'anno 2012 (che si conclude il 31 marzo 2012), l'onere possa crescere fino a 1.750 milioni di euro.

²⁶ L'articolo 1, comma 71, della legge n. 239/04, attuato dal decreto interministeriale 24 ottobre 2005, ha esteso il riconoscimento dei certificati verdi agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento. Successivamente, l'articolo 14 del decreto legislativo n. 20/07, modificato dall'articolo 30, comma 12, della legge n. 99/09 ha confinato il riconoscimento dei certificati verdi agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento che rispettino almeno uno dei seguenti requisiti:

- siano già entrati in esercizio nel periodo intercorrente tra la data di entrata in vigore della legge 23 agosto 2004, n. 239 e la data del 31 dicembre 2006;
- siano stati autorizzati dopo la data di entrata in vigore della legge 23 agosto 2004, n. 239 e prima della data del 31 dicembre 2006 ed entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2009;
- entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2009, purché i lavori di realizzazione siano stati effettivamente iniziati prima della data del 31 dicembre 2006.

Ai sensi dell'articolo 3, comma 4-bis, del decreto legge n. 78/09, convertito con modificazioni dalla legge n. 102/09, non sono tenuti al rispetto dei requisiti di cui sopra gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento connessi ad ambienti agricoli. Tale comma è abrogato a decorrere dall'1 gennaio 2013, ai sensi dell'articolo 25 comma 11, lettera b), del decreto legislativo n. 28/11.

Nelle Tabelle 6 e 7 sono riportati i dati inerenti l'obbligo di acquisto dei CV dalla loro introduzione ad oggi e i relativi costi (stimati per la parte degli oneri indotti sui prezzi dell'energia).

Tabella 6

Applicazione dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi in Italia: quantità

Anno	Energia elettrica soggetta all'obbligo [TWh]	Quota di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema [%]	Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema nel corso dell'anno successivo							
			Anno d'obbligo	Domanda di certificati verdi [TWh]	Offerta				Certificati verdi nella titolarità del GSE venduti per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta	
					Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR negoziati [TWh]	[%]	Certificati verdi autoprodotti nella titolarità di produttori IAFR [TWh]	[%]	[TWh]	[%]
2001	161,6	2	2002	3,23	0,77	23,8%	0,12	3,7%	2,34	72,4%
2002	180,6	2	2003	3,61	1,28	35,5%	0,21	5,8%	2,05	56,8%
2003	201,1	2	2004	4,02	2,30	57,2%	0,59	14,7%	1,03	25,6%
2004	193,8	2,35	2005	4,48	2,69	60,0%	1,52	33,9%	0,14	3,1%
2005	222,2	2,70	2006	6,00	3,82	63,7%	1,97	32,8%	0,01	0,2%
2006	189,9	3,05	2007	5,84	2,53	43,3%	3,25	55,7%	0,01	0,2%
2007	167,0	3,80	2008	7,10	2,63	37,0%	0,15	2,1%	4,29	60,4%
2008	167,8	4,55	2009	8,50	7,26	85,4%	1,11	13,1%	0,01	0,1%
2009	153,0	5,30	2010	8,11	7,28	89,8%	0,73	9,0%	0,01	0,1%
2010	148,0	6,05	2011	8,95						

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE.

Note: La presente tabella non evidenzia i soggetti inadempienti all'obbligo, nei confronti dei quali sono in corso le istruttorie formali. Pertanto, per alcuni anni, la somma delle offerte è minore della domanda complessiva di certificati verdi. I dati riportati possono subire piccole modifiche per effetto dei controlli tecnici effettuati sugli impianti.

Tabella 7

Applicazione dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi in Italia: oneri

Anno d'obbligo	Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema nel corso dell'anno successivo						Stima dei costi del meccanismo dei certificati verdi					
	Domanda di certificati verdi [TWh]	Offerta				Oneri sostenuti indirettamente dai clienti nei prezzi dell'energia elettrica				Oneri sostenuti direttamente dai clienti tramite la componente tariffaria A3 (per anno di competenza) (*) [Millioni di euro]	Totale (*) [Millioni di euro]	
		Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR negoziati [TWh]	Certificati verdi autoprodotti nella titolarità di produttori IAFR [TWh]	Certificati verdi nella titolarità del GSE [TWh]	Totale [Millioni di euro]	di cui a beneficio dei produttori IAFR [Millioni di euro]	di cui a riduzione del fabbisogno del conto alimentato dalla comp. A3 [Millioni di euro]					
								[€/MWh]	[€/MWh]			[€/MWh]
2002	3,23	0,77	80,0	0,12	29,5	2,34	84,18	262	65	197	-	247
2003	3,61	1,28	78,3	0,21	29,3	2,05	82,40	275	106	169	0	276
2004	4,02	2,30	92,5	0,59	29,7	1,03	97,39	331	230	700	0	331
2005	4,48	2,69	106,9	1,52	51,6	0,14	108,92	381	366	15	0	381
2006	6,00	3,82	120,6	1,97	35,9	0,01	125,28	533	531	1	0	533
2007	5,84	2,53	85,4	3,25	38,1	0,01	125,13	341	340	1	0	341
2008	7,10	2,63	84,6	0,15	22,3	4,29	88,66	506	226	380	16	621
2009	8,50	7,26	86,9	1,11	48,4	0,01	112,82	686	685	1	647	1.333
2010	8,11	7,28	83,7	0,73	60,0	0,01	113,10	647	646	1	940	1.687
2011	8,95							700			1.349	2.049
2012											1.752	

I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR e negoziati è stato stimato pari al 95% del valore massimo per il medesimo anno. A partire dal 2005, tali valori sono stati assunti pari ai prezzi medi di negoziazione presso la sede del GSE.

I valori annuali dei certificati verdi autoprodotti sono stati stimati pari al prezzo medio di generazione che remunera adeguatamente i costi sostenuti per la realizzazione di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili, al netto dei ricavi derivanti dalla vendita di energia al mercato, tenendo conto della ripartizione percentuale delle diverse tipologie di impianti IAFR.

I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità del GSE sono pari al valore massimo per il medesimo anno. Per l'anno 2008 è stato considerato un valore pari al prezzo di vendita dell'anno 2009 dei certificati verdi nella titolarità del GSE poiché tali certificati sono stati tutti venduti in sessioni speciali organizzate dal GSE nel mese di aprile 2009. Lo stesso criterio è stato adottato per gli anni successivi.

I dati relativi all'obbligo dell'anno 2011 non sono disponibili poiché tale obbligo termina il 31 marzo 2012.

(*) Gli oneri sostenuti direttamente tramite la componente tariffaria A3 derivano dall'obbligo di ritiro, in capo al GSE, dei certificati verdi invenduti. L'onere associato a un dato anno d'obbligo si manifesta nell'anno successivo poiché il GSE ritira i certificati verdi invenduti al termine dell'anno d'obbligo (cioè dopo il 31 marzo dell'anno solare successivo). Ciò è evidenziato dai colori utilizzati nella tabella.

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE.

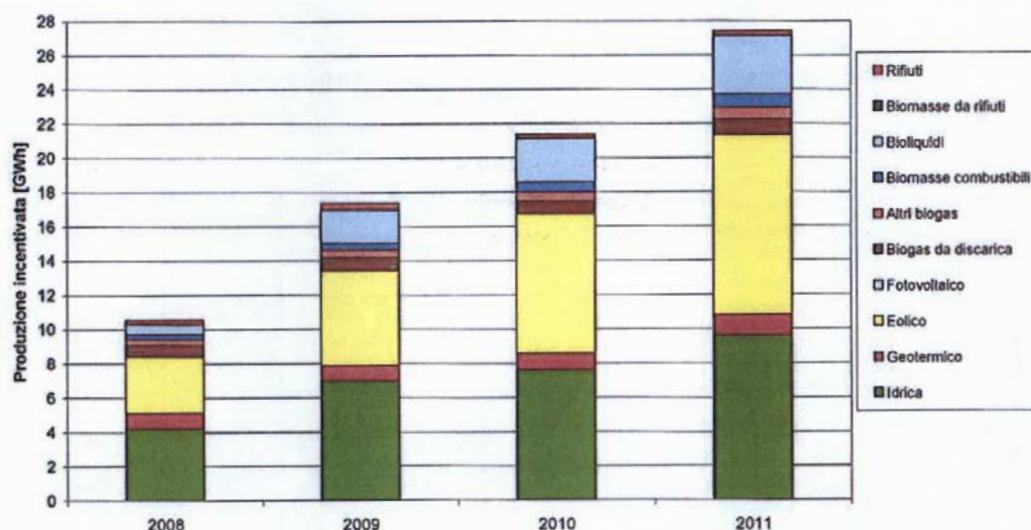
SP

La quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata con i CV è stata pari a circa 21,4 TWh nell'anno 2010, poi aumentata fino a circa 27,4 TWh nell'anno 2011 (Figura 6); ad essa occorre aggiungere la quantità di energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento e incentivata con i CV, pari a circa 1,2 TWh nell'anno 2010, poi aumentata fino a circa 1,6 TWh nell'anno 2011.

Con riferimento alla produzione incentivata nell'anno 2011 (inclusa quella attribuibile agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento), sono stati emessi CV per circa 30 TWh equivalenti²⁷, a fronte di una domanda pari a circa 8,95 TWh. Da questi dati si può notare l'attuale entità dell'eccesso d'offerta.

Figura 6

Andamento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili incentivata con i certificati verdi dal 2008 ad oggi



Per quanto riguarda gli oneri dei CV negli anni a venire, occorre tenere conto che il costo complessivo a carico dei clienti finali è previsto in aumento. Ciò per effetto dell'entrata in esercizio di nuovi impianti che hanno diritto ai CV, del continuo aumento dell'eccesso di offerta accompagnato dall'obbligo di ritiro dei CV invenduti in capo al GSE e della legge n. 244/07, che associa un diverso numero di CV a ciascuna fonte a parità di produzione.

Infine, è rilevante l'effetto derivante dall'applicazione del decreto legislativo n. 28/11, secondo cui il meccanismo dei CV viene azzerato entro l'anno 2015. Ciò comporta un graduale spostamento del relativo onere dai produttori al conto A3, vale a dire in bolletta, producendo così un ulteriore costo per il sistema. Infatti, il costo dei CV verrebbe sempre in minor parte "filtrato" dal mercato e diventerebbe sempre più un costo diretto in capo ai clienti finali.

²⁷ La differenza tra la quantità di energia elettrica prodotta e incentivata con i CV e i CV emessi è attribuibile ai coefficienti moltiplicativi che sono stati introdotti con la legge n. 244/07 al fine di remunerare maggiormente le fonti rinnovabili più costose.

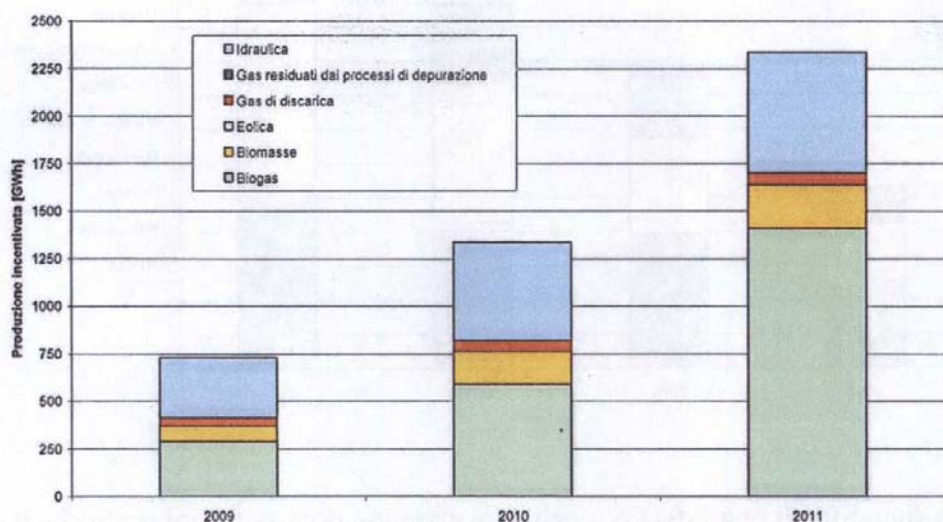
Tariffa fissa onnicomprensiva

L'onere complessivo derivante dalle tariffe fisse onnicomprensive, erogate ad impianti a fonti rinnovabili di potenza nominale fino a 1 MW,²⁸ deriva dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato.

Nell'anno 2010 il costo netto per il sistema è risultato pari a circa 244,4 milioni di euro, per una quantità di energia elettrica pari a 1,3 TWh, prodotta da 780 impianti per una potenza complessiva di circa 393 MW. Nell'anno 2011 (dati di preconsuntivo) il costo netto per il sistema è stimabile in circa 440,8 milioni di euro, per una quantità di energia elettrica pari a 2,4 TWh prodotta da 1.133 impianti per una potenza complessiva di circa 596 MW. Per l'anno 2012, si attende un progressivo aumento per effetto dell'entrata in esercizio di nuovi impianti, che comporterà un costo stimabile in 600 milioni di euro.

Figura 7

Evoluzione dell'energia elettrica incentivata con la tariffa fissa onnicomprensiva per fonte dal 2009 ad oggi



Fotovoltaico

Nel 2010 l'impatto sui clienti finali del sistema di incentivazione della produzione fotovoltaica è stato pari a 744 milioni di euro, relativi a una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 1,8 TWh (155.409 impianti per una potenza pari a 3.458 MW); nel 2011 (dati di preconsuntivo) l'onere dovrebbe essere prossimo ai 4 miliardi di euro, relativi a una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 10,9 TWh (325.081 impianti per una potenza pari a 12.685 MW). Nel 2012 si prevede che il numero degli impianti fotovoltaici superi quota 400.000, per una potenza installata pari a circa 16.800 MW, comportando un onere in capo alla collettività prossimo a 6 miliardi di euro, per una quantità di energia elettrica incentivata attesa pari a circa 18,5 TWh. Pertanto, i 6-7 miliardi di euro annui, indicati dal decreto interministeriale 5 maggio 2011 come costo indicativo

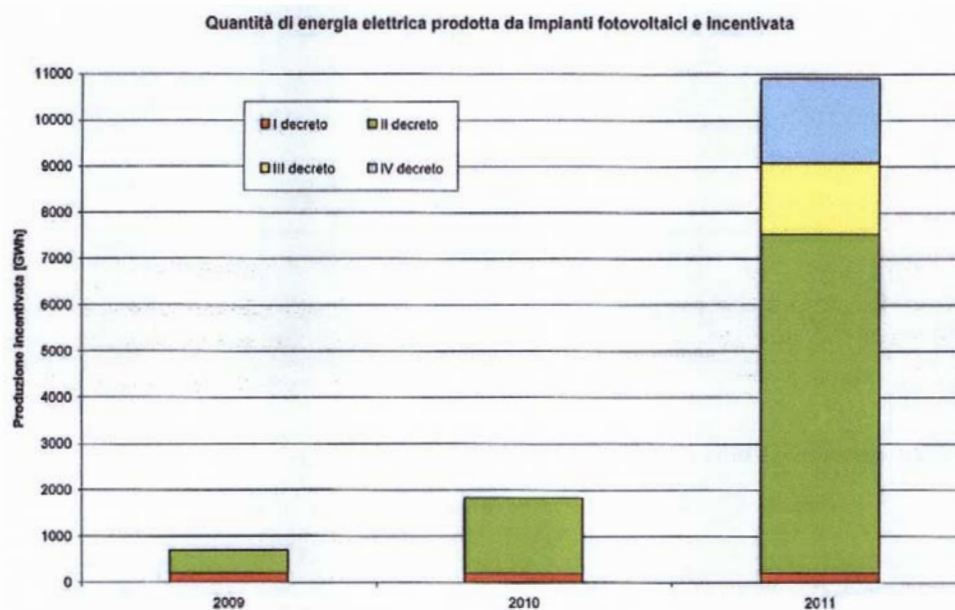
²⁸ Per la sola fonte eolica la soglia di impianto è pari a 200 kW.

JP

cumulato annuo degli incentivi, dovrebbero essere raggiunti nei primi mesi del 2013 (anziché nel 2016), in corrispondenza di una potenza installata inferiore ai 23 GW attesi a parità di costo.

La Figura 8 evidenzia l'evoluzione della quantità di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici e incentivata; si può leggere il fortissimo incremento registrato nell'anno 2011 (+500%) soprattutto in relazione al II conto energia. Ciò è anche determinato dall'applicazione della legge n. 129/10.

Figura 8



La scelta di privilegiare l'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica anziché per la produzione di calore, con gli attuali strumenti incentivanti, è comunque una scelta costosa. In più, poiché la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici è attualmente quella che presenta il valore unitario dell'incentivo più elevato, è evidente che l'aumento della produzione fotovoltaica, a scapito di produzioni da altre fonti rinnovabili, comporta maggiori costi per il sistema. L'obiettivo indicato nel Piano d'Azione Nazionale (PAN) per il raggiungimento degli obiettivi al 2020, approvato nel giugno scorso, per il fotovoltaico era invece pari a 8 GW, per una produzione attesa di 9,65 TWh (corrispondente a 0,83 Mtep). Tale obiettivo ad oggi è stato già ampiamente superato, per effetto di elevatissimi incentivi, che stanno comportando altissimi costi a carico del sistema elettrico e aumenti delle bollette elettriche.

Costi complessivi per l'incentivazione delle fonti rinnovabili

Gli effetti economici dei meccanismi d'incentivazione menzionati possono essere schematizzati come evidenziato in Figura 9. Tali meccanismi hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che, nel 2011, ha superato i 45 TWh, come evidenziato in Figura 10.

P
SP

Figura 9 - Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. I dati relativi all'anno 2011 sono preconsuntivi, mentre i dati dell'anno 2012 rappresentano la miglior stima ad oggi possibile

Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili

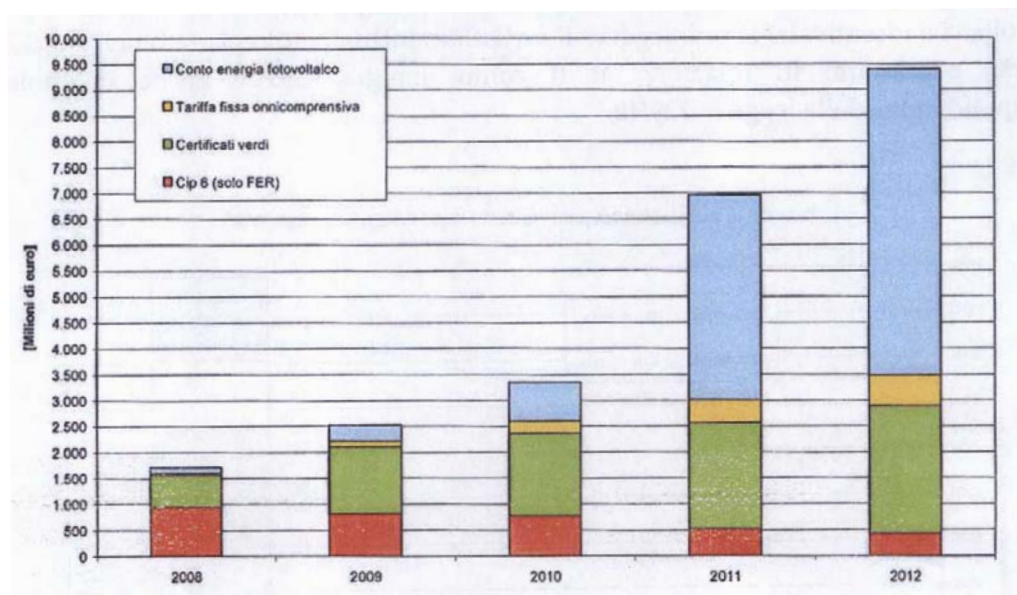
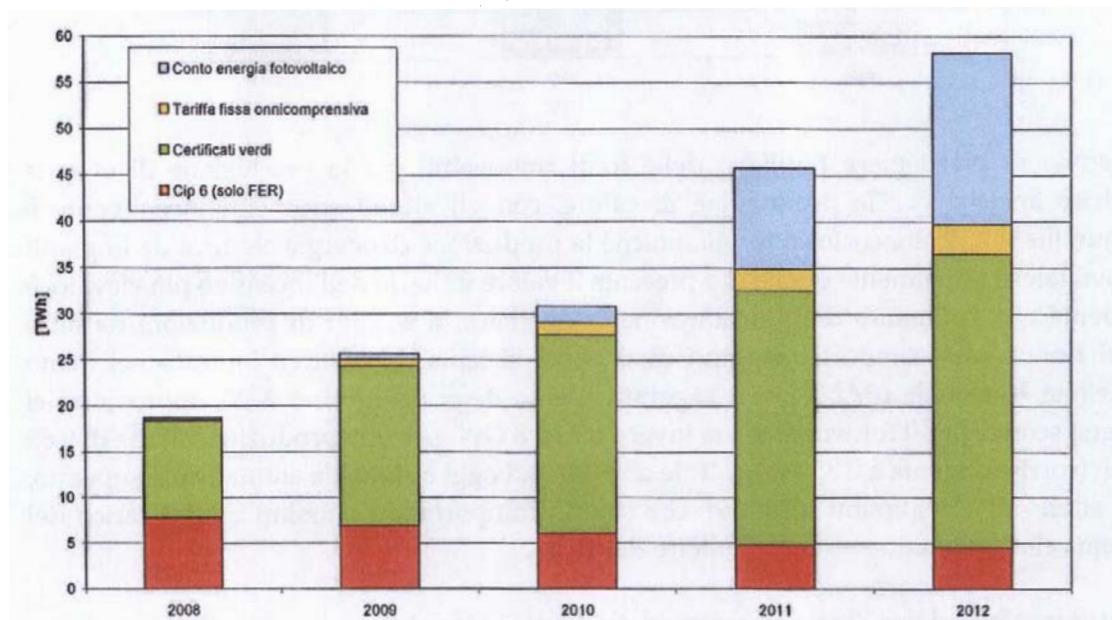


Figura 10 - Quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata.

Quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata



Si noti che, in relazione ai CV, non è possibile associare direttamente la quantità di energia elettrica incentivata in un dato anno con i relativi costi per il medesimo anno. Ciò perché i CV emessi ogni anno sono validi per i successivi tre anni. I dati relativi all'anno 2011 sono preconsuntivi, mentre i dati dell'anno 2012 rappresentano la miglior stima ad oggi possibile.

SP

I costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili trovano copertura tramite la componente tariffaria A3, con l'unica eccezione dei costi associati ai CV negoziati che, pertanto, non sono oggetto di ritiro da parte del GSE. Si stima che per l'anno 2012, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili siano pari a circa 9,4 miliardi di euro, di cui 8,7 coperti tramite la componente A3.

Sempre con riferimento all'anno 2012, in relazione alla componente tariffaria A3, agli 8,7 miliardi di euro sopra richiamati occorre aggiungere poco più di 800 milioni di euro per l'incentivazione degli impianti alimentati da fonti assimilate per i quali continuano ad essere vigenti le convenzioni Cip n. 6/92 (al netto, quindi, dei contributi da erogare per le risoluzioni anticipate delle convenzioni Cip n. 6/92, che potrebbero ammontare a poco meno di 400 milioni di euro per il medesimo anno). Infine, agli oneri derivanti dalle incentivazioni dirette, occorre anche aggiungere quelle attribuibili al ritiro dedicato, allo scambio sul posto e al funzionamento del GSE, per un totale complessivo in capo alla componente A3 prossimo a 10,5 miliardi di euro.

Per quanto riguarda l'andamento dei costi attesi fino al 2020 per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nella segnalazione PAS 12/11, a cui si rimanda, si evidenziava che il costo degli strumenti incentivanti, per il solo anno 2020, avrebbe potuto essere prossimo a 10 – 12 miliardi di euro. Come sopra detto, già nel 2012 ci si attende di raggiungere un costo complessivo superiore a 9 miliardi di euro. Pertanto, i dati presentati meno di un anno fa potrebbero risultare sottostimati rispetto ai costieffettivi che verranno sostenuti nel 2012. Ciò dipende dalle scelte che verranno effettuate in sede di implementazione del decreto legislativo n. 28/11, con particolare riferimento alla definizione dei nuovi strumenti incentivanti per le fonti rinnovabili diverse dalla solare fotovoltaica, e dalle eventuali decisioni relative all'estensione degli incentivi previsti per gli impianti fotovoltaici a seguito del raggiungimento del costo indicativo cumulato annuo massimo atteso per i primi mesi del 2013.

4.4 CRITICITÀ DERIVANTI DALL'INTEGRAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI NEL MERCATO ELETTRICO

L'analisi dei prezzi medi orari su MGP fa già trasparire i primi effetti della crescente penetrazione delle energie rinnovabili non programmabili sul mercato elettrico. Dall'analisi dei prezzi medi orari di MGP si evince come l'aumento del 12,6% del PUN nel 2011 rispetto al 2010 sia concentrato nelle ore in cui la produzione fotovoltaica è trascurabile o assente e, a partire dal quarto trimestre, nelle ore pre-serali (17-20), ovvero quelle ore in cui cessa progressivamente la produzione fotovoltaica. In particolare:

- nelle ore in cui la produzione fotovoltaica è assente (1-6 e 21-24), il PUN è stato stabilmente intorno a quota 53 €/MWh nel corso del 2010. Al contrario, nel corso del 2011 si è registrato un brusco aumento del PUN nelle medesime ore già a partire dal secondo quadrimestre (66 €/MWh), che si è ulteriormente intensificato nel terzo quadrimestre (68 €/MWh). Nel 2011 il PUN medio è cresciuto, nelle suddette ore, del 19% rispetto all'anno precedente;
- nelle ore di maggior produzione fotovoltaica (7-16) il PUN, nel corso dell'anno 2011, ha registrato un aumento più contenuto passando dai 73 €/MWh del primo quadrimestre

a 77 €/MWh e a 84 €/MWh rispettivamente del secondo e terzo quadrimestre. Rispetto all'anno precedente, l'aumento è stato pari al 7%;


- nelle ore pre-serali (17-20) il PUN rimane stabile nel corso di tutto il 2010 e fino al secondo quadrimestre del 2011 (76 €/MWh), mentre si nota un picco nell'ultimo quadrimestre del 2011 pari a 104 €/MWh (+36% rispetto al quadrimestre precedente).

I prezzi e i profili di offerta tipici degli impianti eolici e fotovoltaici²⁹ hanno l'effetto di comprimere i prezzi di equilibrio su MGP in molte ore, riducendo significativamente il numero di ore in cui gli impianti termoelettrici hanno l'opportunità di coprire, oltre ai loro costi variabili, almeno parte dei loro costi fissi. Questo, peraltro, complica le strategie di offerta degli impianti termoelettrici su MGP, essendo fortemente aumentato il rischio di vedersi accettato nel MGP un programma di produzione molto "variabile" tra le ore, caratterizzato da accensioni e spegnimenti nell'arco dello stesso giorno, tecnicamente incompatibili con i vincoli di funzionamento di tali impianti.

Nella segnalazione sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e le relative criticità del 6 ottobre 2011 (PAS 21/11), questa Autorità ha, tra le altre cose, evidenziato i principali effetti della generazione da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili sulla gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale. In particolare, ha evidenziato come l'aleatorietà di tali fonti comporta un incremento dell'errore di previsione del carico residuo da bilanciare in tempo reale e, quindi, un incremento dei fabbisogni di regolazione di frequenza e potenza, sia in aumento (riserva a salire) sia in diminuzione (riserva a scendere). A ciò va aggiunto che la maggiore produzione rinnovabile, riducendo la porzione di carico soddisfatta da unità di produzione termoelettriche con capacità di regolazione, rende ancor più complessa la costituzione dei margini di riserva necessari a garantire il bilanciamento in tempo reale della rete elettrica (taluni servizi di riserva possono infatti essere resi esclusivamente o prevalentemente da impianti in produzione). Tali difficoltà sono ulteriormente acuite per effetto delle carenze infrastrutturali (scarsa magliatura di rete e impianti termoelettrici di vecchia generazione con scarse capacità di regolazione) delle zone in cui le fonti non programmabili sono disponibili.

Il ritardo di Terna nell'implementazione del sistema GAUDÌ (nuova anagrafica impianti), introdotto con deliberazione ARG/elt 124/10, la carenza di serie storiche, l'assenza di penalizzazioni in caso di sbilanciamenti (differenze tra programma di immissione e immissione misurata) e le potenziali inefficienze dei sistemi di previsione aggravano i problemi derivanti dall'aleatorietà di tali fonti contribuendo a:

- sottostimare sistematicamente la produzione da fonti rinnovabili non programmabili ritirata dal GSE, da offrire su MGP a prezzo nullo;
- sottostimare sistematicamente la produzione da fonti rinnovabili non programmabili offerta direttamente su MGP dagli operatori diversi dal GSE (produttori o grossisti);
- incrementare l'errore di previsione di Terna dei fabbisogni orari zonal residui da utilizzare ai fini dell'approvvigionamento di risorse nella fase di programmazione di MSD.


²⁹ I prezzi di offerta sono pari a zero essendo nulli i costi variabili di produzione di tali impianti.

Per attenuare le problematiche sopra evidenziate, l'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 160/11, ha avviato un procedimento di revisione della disciplina del dispacciamento anche per le fonti rinnovabili non programmabili, al fine di favorirne l'integrazione nel mercato, massimizzando i benefici che tali fonti possono apportare su MGP (in termini di riduzione dei prezzi) e minimizzando le criticità che tali fonti determinano su MSD. Si sottolinea altresì che l'ottimizzazione del servizio di dispacciamento consentirebbe di accogliere una maggiore immissione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili a parità di rete e di risorse disponibili.

Si inserisce nell'ambito di questo procedimento di revisione il Documento di consultazione 35/2012/R/efr, con cui questa Autorità ha presentato i propri orientamenti in materia di regolazione del servizio di dispacciamento da applicarsi, per l'anno 2012, alle unità di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento a quelle non programmabili. Ciò al fine di promuovere una maggiore responsabilizzazione degli utenti di tale servizio, in relazione ad una efficiente previsione dell'energia elettrica immessa in rete, evitando che i costi di sbilanciamento, connessi all'errata previsione dell'energia prodotta ed immessa in rete dalle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, continuino a gravare sui soli consumatori di energia elettrica.

4.5 INTERVENTI PER RIDURRE LE CRITICITÀ

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, è opportuno concentrarsi non solo sugli strumenti incentivanti ma anche sulle procedure autorizzative, sulla regolazione dell'accesso ai servizi di sistema e sullo sviluppo delle infrastrutture necessarie.

In relazione alle procedure autorizzative, occorre prevedere strumenti, di carattere normativo e regolatorio, finalizzati a garantire maggiore certezza (in termini di tempistiche) e omogeneità. Positive sotto questo profilo le linee guida per la semplificazione delle autorizzazioni per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e le novità introdotte dal decreto legislativo n. 28/11, che consentirebbero di risolvere in maniera efficace i problemi di "prenotazione" della capacità delle reti, barriera all'ingresso dei nuovi operatori, i quali, in alcuni casi, realizzano gli impianti di produzione ma non riescono ad ottenere la connessione in tempi rapidi nonostante la rete risulti satura solo virtualmente. Tale casistica è cresciuta esponenzialmente e ha raggiunto dimensioni preoccupanti.

Al riguardo anche l'Autorità è intervenuta, prevedendo il versamento, da parte dei produttori, di un corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete, al fine di razionalizzare la prenotazione della capacità di trasporto della rete. Tuttavia, affinché l'azione dell'Autorità risulti efficace, è necessario che gli interventi producano effetti anche per le richieste di connessione in corso e relative ad impianti di produzione non ancora completati.

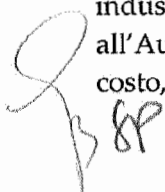
Per quanto riguarda la regolazione dell'accesso ai servizi di sistema, si rende opportuno responsabilizzare i produttori, affinché possano effettuare previsioni sempre più realistiche delle proprie immissioni di energia elettrica, trasferendo i costi degli sbilanciamenti sui titolari degli impianti responsabili dei medesimi sbilanciamenti, anziché socializzarli.

Sotto il profilo dell'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, l'elevata penetrazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili comporta la riduzione dei carichi residui, con il conseguente incremento delle difficoltà di approvvigionamento dei margini di riserva necessari. Inoltre, l'incremento di tali impianti potrebbe rendere necessaria l'introduzione degli obblighi di fornire servizi di rete (oggi previsti solo per gli impianti eolici rilevanti) anche per le altre fonti rinnovabili non programmabili e per gli impianti di taglia più piccola. Per lo stesso motivo, è opportuno che anche gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e la generazione diffusa siano dotati di strumenti che ne consentano la controllabilità, almeno in situazioni straordinarie di criticità del sistema.

L'approvvigionamento attraverso il mercato della capacità di specifici prodotti che rispondano a specifiche esigenze, ad esempio di flessibilità, del sistema potrebbe costituire un valido strumento per migliorare il mercato dei servizi di dispacciamento. Tali interventi di ottimizzazione del servizio di dispacciamento consentirebbero di accogliere una maggiore immissione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili a parità di risorse disponibili. E' al contempo necessario un intervento sulle infrastrutture, che preveda un opportuno sviluppo a partire dalle aree del Paese caratterizzate da elevati potenziali energetici e da scarso carico elettrico locale. Inoltre, è necessario che anche le reti di distribuzione si trasformino in "reti attive".

In relazione alla definizione degli strumenti incentivanti, si evidenzia che i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili attesi per l'anno 2012 potrebbero superare ampiamente i 9 miliardi di euro. Per quanto riguarda i prossimi anni, i costi delle incentivazioni saranno influenzati dalle scelte da effettuarsi in sede di implementazione del decreto legislativo n. 28/11, con particolare riferimento alla definizione dei nuovi strumenti incentivanti per le fonti rinnovabili diverse da quella solare fotovoltaica, e dalle eventuali decisioni relative all'estensione degli incentivi previsti per gli impianti fotovoltaici a seguito del raggiungimento del costo indicativo cumulato annuo massimo atteso per i primi mesi del 2013.

Infine, come già più volte segnalato, l'Autorità ritiene opportuno che il Governo e il Parlamento continuino a fissare, nell'ambito delle politiche energetiche, ambientali e industriali, gli obiettivi quantitativi e temporali, distinti per ciascuna fonte, demandando all'Autorità stessa il compito di definire gli strumenti per il raggiungimento, al minimo costo, dei suddetti obiettivi.

Handwritten signature and initials, possibly "BSP", in blue ink.

5. APPENDICE - PRIME VALUTAZIONI SUGLI EFFETTI DELLA CRISI GAS DEL MESE DI FEBBRAIO 2012

5.1 GLI ELEMENTI DI CRISI E LE MISURE ADOTTATE

Le ragioni "occasionalì" della crisi sono essenzialmente di natura climatica e meteorologica. Le temperature eccezionalmente rigide, ben inferiori alle medie del periodo, sono alla base dell'incremento dei consumi di gas naturale: la temperatura media ponderale nazionale (ottenuta pesando le temperature medie zionali con il consumo specifico della zona) nel periodo 31 gennaio - 12 febbraio è risultata di circa 3,5 gradi più bassa rispetto alla temperatura media di un mese di gennaio caratterizzato da un freddo intenso con frequenza quarantennale.

Rispetto ad una situazione normale, come quella dei giorni feriali della settimana tra il 23 e il 27 gennaio, ciò ha comportato un aumento complessivo dei consumi di circa il 24% tra il 6 e il 10 febbraio. Più accentuato l'incremento dei prelievi degli impianti di distribuzione, che risulta pari al 32% con un picco, il 6 febbraio, di circa il 40%. In termini assoluti in questo giorno il consumo è stato pari a circa 460 MSmc, di 120 MSmc/g superiore alla media del consumo del periodo 23-27 gennaio; tale variazione è più grande della maggiore importazione del Paese (quella dal punto di entrata di Tarvisio, pari a 107 MSmc/g).

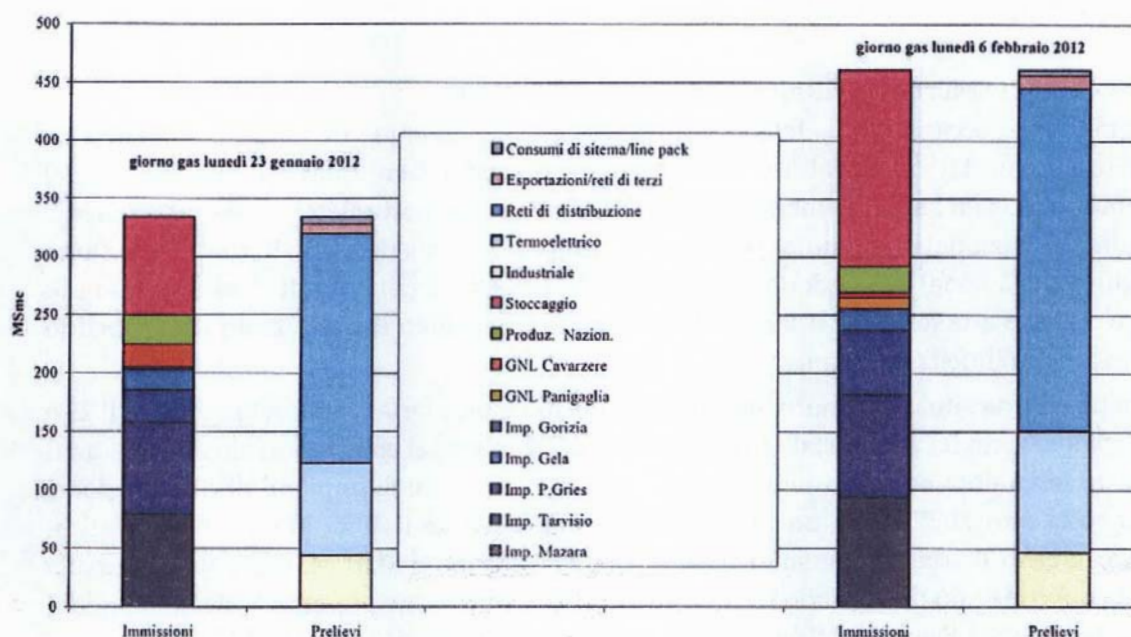
Alle condizioni climatiche particolarmente avverse è anche imputabile la riduzione di disponibilità di capacità ai punti di ingresso del sistema pari a circa 60 MSmc/g. Questa comprende le mancate consegne di parte del gas presso il punto di entrata di Tarvisio (ca 30 MSmc/g) e la riduzione dell'apporto di Gnl dai terminali di Rovigo e Panigaglia (ca 30 MSmc/g).

Ha pesato sulle disponibilità anche il non completo ripristino delle importazioni dalla Libia, dopo gli eventi bellici, che si attestano attorno ai 17 MSmc/g a fronte di una capacità di regime di circa 28 MSmc/g.

Nel quadro di elevati consumi e parziale disponibilità delle immissioni dalle importazioni e dai terminali di Gnl, l'erogabilità da stoccaggio disponibile su base giornaliera, pur in presenza di significative giacenze (pari a 4,7 Miliardi di Smc l'1 febbraio), è risultata critica nel poter garantire l'equilibrio del sistema con adeguati margini di sicurezza, tenendo anche conto della possibile durata delle condizioni di tensione.

La figura seguente riporta il confronto tra immissioni e prelievi nei giorni 23 gennaio e 6 febbraio 2012.

Confronto fra immissioni e prelievo nei giorni 23 gennaio e 6 febbraio 2012



5.2 LE MISURE ADOTTATE

È noto che la situazione descritta ha richiesto l'adozione di interventi di emergenza. Il primo intervento, in ordine cronologico, è stato adottato da questa Autorità, a seguito della segnalazione del Ministero dello sviluppo economico, con la deliberazione 3 febbraio 2012, 30/2012/R. Questo intervento, volto a incrementare le disponibilità di gas per il sistema, ha consentito agli utenti di immettere gas, presso i punti di entrata interconnessi con l'estero e con i terminali di rigassificazione, per quantitativi superiori alle capacità loro conferite, senza incorrere nell'applicazione di corrispettivi aggiuntivi e di derogare alle normali scadenze della programmazione.

Un secondo intervento, adottato dal Ministero, ha riguardato la richiesta di contenimento dei consumi, che è stata poi applicata dal 7 al 9 febbraio, ai soggetti che avevano aderito al meccanismo definito dal decreto 11 settembre 2007, integrato per l'anno termico in corso con il decreto 29 dicembre 2011. In base a queste disposizioni i clienti finali dotati di impianti di prelievo di gas, che rispondono a particolari requisiti (in particolare con registrazione o rilevazione giornaliera dei quantitativi prelevati), possono dare la propria disponibilità a contenere i propri consumi, iscrivendosi ad apposite liste organizzate dall'impresa maggiore di trasporto. A fronte dell'adesione, il cliente finale riceve un corrispettivo articolato in un premio fisso a fronte della disponibilità ed in un premio variabile riconosciuto in caso di attivazione proporzionalmente al consumo effettivamente ridotto. È anche prevista l'applicazione di penali nel caso in cui la riduzione di consumo del cliente finale risulti inferiore al quantitativo per il quale era stata data la disponibilità. L'entità dei premi e penali è stata definita dall'Autorità, per l'anno termico in corso, con la deliberazione 19 gennaio 2012, 6/2012/R. L'effettivo contributo di questo intervento potrà

essere valutato con precisione a seguito delle verifiche a consuntivo previste dai decreti ministeriali sopra citati. Una prima valutazione di massima indica una riduzione media dei consumi stimabile in circa 9 MSmc/g a fronte di circa 15 MSmc/g di disponibilità attivata.

Un terzo intervento ha riguardato la massimizzazione dell'uso di centrali termoelettriche non alimentate a gas naturale. Questa misura, adottata con atto di indirizzo del Ministro dello sviluppo economico, è rimasta attiva dal 7 al 13 febbraio 2012, in misura ridotta nel corso del fine settimana (11 e 12 febbraio), quando la copertura dei consumi non ha presentato criticità. Nel complesso la produzione di elettricità oggetto del provvedimento ha corrisposto ad un consumo medio evitato di gas naturale stimabile fra i 10 e i 15 MSmc/g.

Un quarto intervento ha riguardato la richiesta di massimo utilizzo delle capacità conferite presso i punti di entrata della rete nazionale dei gasdotti e presso i terminali di rigassificazione adottata dal Ministero dello sviluppo economico il 6 febbraio e sospesa il 15 febbraio 2012. Nel complesso l'incremento delle immissioni, con riferimento ai punti di entrata di Mazara e Passo Griess, è stato dell'ordine di 30 MSmc/g rispetto ai valori medi della settimana precedente.

Un ultimo intervento ha riguardato l'ottimizzazione del sistema degli stoccaggi per accrescerne la capacità di erogazione giornaliera che ha portato un ulteriore contributo valutato in circa 10 MSmc/g.

5.3 EFFETTI DELLA CRISI SUL MERCATO DEL GAS

Nell'ambito di una prima valutazione degli effetti della crisi si evidenziano, in particolare, due aspetti: i costi associati alla sua gestione e le dinamiche riscontrate nei mercati energetici, anche in relazione ai mercati europei rilevanti.

Una prima voce di costo è costituita dall'attivazione del contenimento dei consumi delle utenze industriali e attraverso la massimizzazione dell'uso delle centrali termoelettriche non alimentate a gas naturale. Questi costi non sono ancora quantificabili con precisione, pertanto, ci si limita ad una stima di massima.

Il costo del primo intervento può essere valutato in circa 15 milioni di euro per i tre giorni di attivazione della misura (considerando un contenimento del consumo di 9 MSmc/g). A questi si devono aggiungere circa 50 milioni di euro di premio fisso per la disponibilità al contenimento, importo che il sistema avrebbe comunque sostenuto anche in mancanza di richiesta.

Quanto al secondo intervento, con la deliberazione 7 febbraio 2012, 31/2012/R, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione dei criteri da applicare in sede di determinazione dei corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori oneri sostenuti, con riferimento agli impianti di generazione elettrica non alimentati a gas naturale soggetti alla misura di massimizzazione di utilizzo. Gli eventuali maggiori oneri, che saranno quantificati estendendo agli impianti interessati i criteri previsti dalla normativa vigente in tema di corrispettivi per gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, sono principalmente funzione del differenziale tra il costo variabile di ciascuna unità produttiva

degli impianti considerati e il costo variabile di riferimento della generazione da gas naturale.

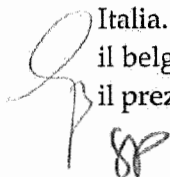
L'onere sostenuto dal sistema non sarà però limitato a questi costi, che saranno precisamente determinati. Altri costi risultano non immediatamente quantificabili: ci si riferisce in particolare agli oneri connessi con l'intervento, che prevede la massimizzazione dell'utilizzo delle capacità conferite. Questo intervento, che integra un obbligo che si sostituisce alle logiche di mercato, costituisce un onere per gli importatori cui, senza tener conto dell'equilibrio della propria posizione nel bilanciamento, viene compressa la possibilità di ottimizzare i flussi di gas nelle proprie disponibilità secondo le convenienze economiche. Si tratta, pertanto, di una misura i cui costi, sostenuti in prima istanza dagli importatori, finiscono per incidere indirettamente sul prezzo del gas e sulla competitività del sistema nazionale.

Il secondo elemento di valutazione riguarda le dinamiche dei mercati energetici durante la crisi. Il loro esame è anche funzionale alla verifica della capacità dell'attuale assetto regolatorio a fornire segnali di prezzo idonei ad orientare i comportamenti degli operatori secondo le necessità del sistema. Assumono rilevanza in questo ambito le dinamiche del prezzo di remunerazione delle offerte nell'ambito della piattaforma di bilanciamento. Come si vede dal grafico, questo prezzo ha registrato un progressivo aumento sin dal 30 gennaio con l'incremento delle temperature. Gli incrementi di prezzo registrati, durante la settimana più critica, sono contenuti all'interno dei 6 centesimi di euro per Smc rispetto ai valori della terza settimana di gennaio (che può essere assunta, in considerazione delle temperature registrate, come rappresentativa di condizioni di consumo medio).

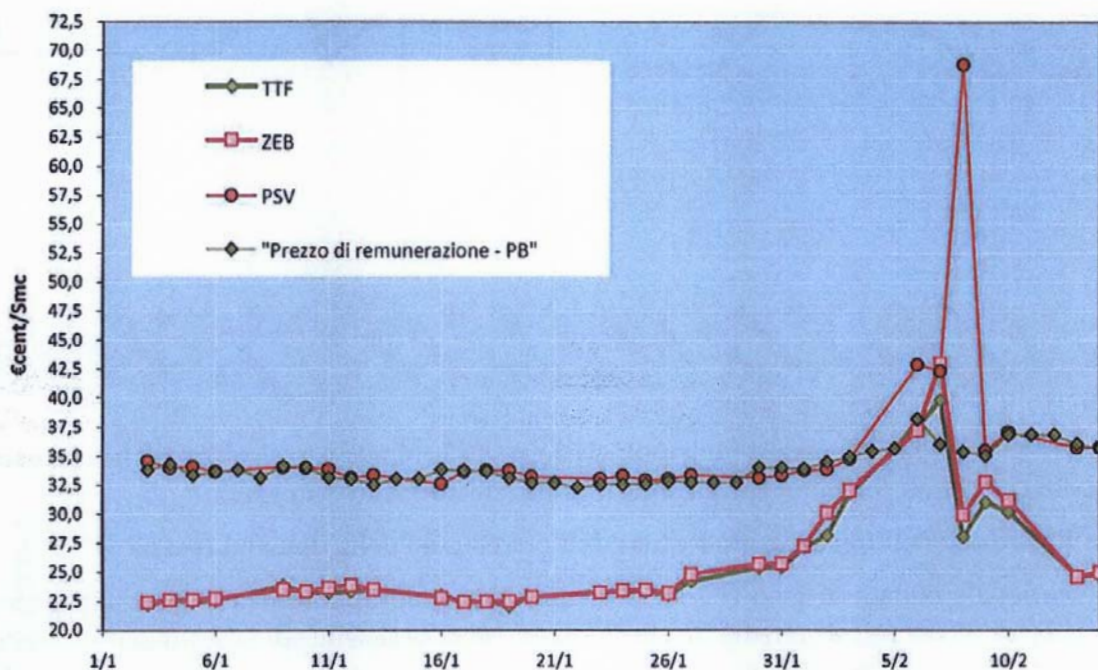
La reattività del prezzo di remunerazione alla situazione di crisi del sistema appare modesta ma non deve stupire. Questo è un fenomeno connaturato con l'assetto attuale semplificato del bilanciamento di merito economico del sistema del gas che, in assenza di un meccanismo di bilanciamento di mercato in grado di incidere sulle scelte di immissione di gas nel sistema dai diversi punti di entrata da parte degli operatori, agisce solo sul gas detenuto in stoccaggio e risente solo della scarsità del gas stoccato (che non è risultata critica), non "scontando" la scarsità della punta.

Ne consegue che, nell'attuale assetto del sistema di bilanciamento, la gestione del sistema in situazioni di criticità - come quella in esame - ha richiesto la definizione di un prezzo per via amministrativa. Vanno in questo senso le misure adottate con la deliberazione 32/2012/R, che ha integrato le disposizioni in materia di bilanciamento nel caso di emergenza per carenza di gas, già previste dalle deliberazioni 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11 e 10 novembre 2011, ARG/gas 155/11.

Fatto salvo l'8 febbraio, unico giorno in cui hanno trovato applicazione le disposizioni della deliberazione 32/2012/R sopra richiamate, l'andamento dei prezzi registrati presso i principali *hub* europei evidenzia dinamiche più accentuate rispetto a quelle del prezzo in Italia. Nel grafico sono riportati i prezzi dei prodotti *day-ahead* presso l'*hub* olandese TTF e il belga Zeebrugge a confronto con i prezzi osservati presso il punto di scambio virtuale e il prezzo di remunerazione delle offerte presso la piattaforma del bilanciamento.



L'incremento dei prezzi registrato presso gli *hub* europei durante i giorni centrali del periodo critico ha determinato una diminuzione dei differenziali con l'Italia. Tuttavia, ad eccezione di un giorno, i prezzi italiani, compresi quelli della piattaforma per il bilanciamento, sono sempre risultati superiori a quelli europei e pertanto sono risultate inconsistenti le possibilità di arbitraggio nell'approvvigionamento di gas fra questi mercati.



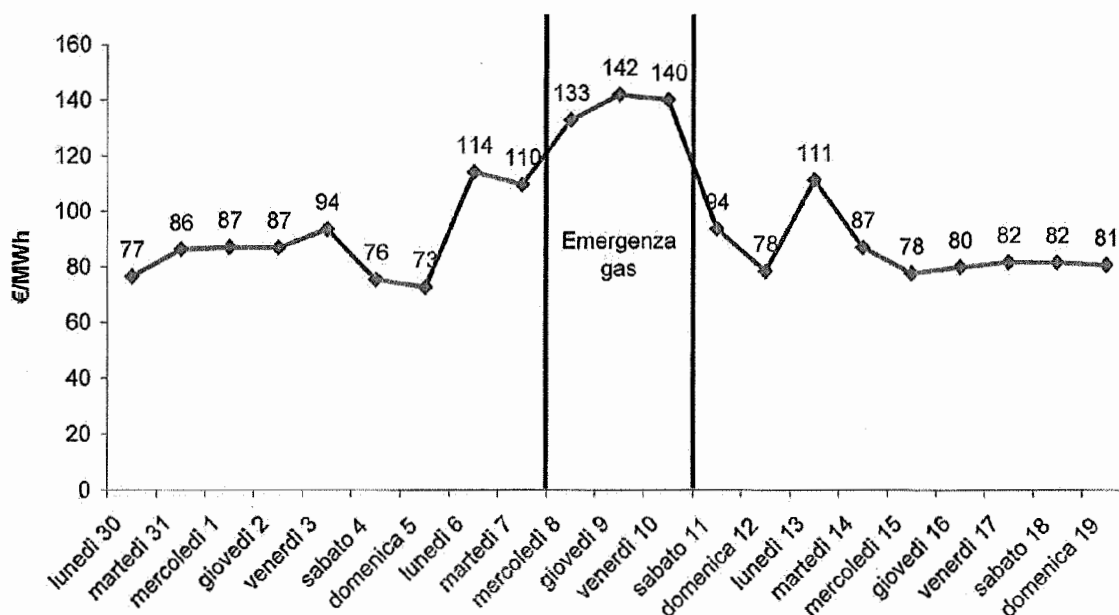
5.4 SITUAZIONE DEL MERCATO ELETTRICO NEL PERIODO DELL'EMERGENZA GAS

Nel corso della seconda settimana di febbraio (6 – 13 febbraio) il prezzo medio di acquisto su MGP (PUN) è stato pari a 112 €/MWh (+28 €/MWh rispetto alla settimana precedente). L'aumento dei prezzi ha interessato tutte le zone e, in particolare, le zone Nord e Centro-Nord.

La figura sottostante mostra la dinamica del prezzo medio giornaliero registrato nella zona Nord (Pz Nord) durante le prime tre settimane di febbraio. Già a partire dalla giornata di venerdì 3, si nota un incremento del prezzo su valori sensibilmente superiori a quelli usuali (94 €/MWh). Dopo un fine settimana in cui i prezzi scendono al di sotto degli 80 €/MWh, il prezzo torna a far registrare due picchi nelle giornate di lunedì 6 (114 €/MWh) e martedì 7 (110 €/MWh). Nelle tre giornate in cui è stata dichiarata l'emergenza gas il prezzo fa registrare un'ulteriore impennata rispetto ai due giorni precedenti attestandosi su valori che nelle giornate di giovedì 9 e venerdì 10 superano i 140 €/MWh. L'ultimo picco si registra nella giornata di lunedì 13 (111 €/MWh).

Handwritten signature

Figura 1 Andamento del Pz. Nord nella prime 3 settimane del mese di febbraio 2012



Una prima valutazione degli effetti della crisi gas 2012 sul mercato elettrico fa emergere tre aspetti che hanno con buona probabilità influito sull'aumento dei prezzi:

A - Riduzione dell'*import* netto a causa dell'incremento della domanda estera

L'eccezionale ondata di gelo che ha investito l'intera Europa ha determinato un record storico di consumi di elettricità in Francia, ove i sistemi di riscaldamento sono eminentemente elettrici (pompe di calore). Ciò si è tradotto in un repentino e notevole rialzo dei prezzi nel mercato del giorno prima francese che ha causato, almeno in talune ore dei giorni lavorativi, un'inversione dei differenziali fra i predetti prezzi e i corrispondenti prezzi del mercato del giorno prima italiano relativi alla zona Nord. Tale inversione (cfr. Tabella 1) è stata osservata per la prima volta venerdì 3 febbraio 2012 e, con l'eccezione di mercoledì 8 febbraio 2012, si è verificata in tutti i giorni lavorativi fino al 13 febbraio 2012, quasi sempre nelle ore mattutine (9-12). Il risultato dell'inversione dei differenziali di prezzo è stato l'azzeramento delle importazioni nette dalla Francia o, più sovente, l'attivazione di esportazioni nette verso la Francia. Un fenomeno analogo si è osservato anche sulla frontiera italo-svizzera ove l'inversione dei differenziali di prezzo è stata meno frequente e di minore entità e meno accentuata è stata la conseguente riduzione delle importazioni nette dalla Svizzera.

Durante la seconda settimana di febbraio, rispetto alla precedente, si è quindi registrata un'eccezionale riduzione delle importazioni nette medie orarie pari a 3.942 MWh. La riduzione delle importazioni nette è stata compensata da un incremento delle vendite interne medie orarie di 4.209 MWh (la differenza di 267 MWh è riconducibile al trascurabile incremento della domanda interna).

[Handwritten signature]

Tabella 1 Media aritmetica del differenziale fra il prezzo della zona Nord del mercato del giorno prima italiano e il prezzo del mercato del giorno prima francese per gruppi di ore.

Pz Nord - Pz Francia (€/MWh)	gennaio 30 lunedì	gennaio 31 martedì	febbraio 01 mercoledì	febbraio 02 giovedì	febbraio 03 venerdì	febbraio 04 sabato	febbraio 05 domenica
Baseload 1-24	+27,3	+33,0	+34,3	+23,5	+7,6	+7,0	+1,2
<i>Picco 9-20</i>	<i>+33,1</i>	<i>+40,9</i>	<i>+41,9</i>	<i>+27,4</i>	<i>+7,5</i>	<i>+8,8</i>	<i>+4,8</i>
<i>Blocco 9-12</i>	<i>+32,8</i>	<i>+35,7</i>	<i>+40,9</i>	<i>+24,7</i>	<i>-15,8</i>	<i>+4,7</i>	<i>+9,5</i>
<i>Blocco 17-20</i>	<i>+41,8</i>	<i>+57,2</i>	<i>+56,7</i>	<i>+33,7</i>	<i>+32,7</i>	<i>+12,7</i>	<i>+4,0</i>
Pz Nord - Pz Francia (€/MWh)	febbraio 06 lunedì	febbraio 07 martedì	febbraio 08 mercoledì	febbraio 09 giovedì	febbraio 10 venerdì	febbraio 11 sabato	febbraio 12 domenica
Baseload 1-24	+14,8	-19,8	+15,6	-225,6	-7,0	+16,3	+10,2
<i>Picco 9-20</i>	<i>+16,2</i>	<i>-32,9</i>	<i>+28,4</i>	<i>-438,9</i>	<i>-5,6</i>	<i>+22,4</i>	<i>+12,4</i>
<i>Blocco 9-12</i>	<i>-24,4</i>	<i>-22,2</i>	<i>+49,4</i>	<i>-1.214,9</i>	<i>-135,7</i>	<i>+15,2</i>	<i>+6,6</i>
<i>Blocco 17-20</i>	<i>+52,8</i>	<i>-37,8</i>	<i>+21,2</i>	<i>-31,6</i>	<i>+76,9</i>	<i>+43,1</i>	<i>+19,7</i>
Pz Nord - Pz Francia (€/MWh)	febbraio 13 lunedì	febbraio 14 martedì	febbraio 15 mercoledì	febbraio 16 giovedì	febbraio 17 venerdì	febbraio 18 sabato	febbraio 19 domenica
Baseload 1-24	+20,4	+17,6	+4,0	+16,7	+19,4	+28,7	+25,7
<i>Picco 9-20</i>	<i>+29,5</i>	<i>+23,1</i>	<i>+10,4</i>	<i>+17,3</i>	<i>+21,1</i>	<i>+32,2</i>	<i>+35,8</i>
<i>Blocco 9-12</i>	<i>+41,5</i>	<i>+17,5</i>	<i>+9,4</i>	<i>+13,9</i>	<i>+14,3</i>	<i>+32,0</i>	<i>+32,7</i>
<i>Blocco 17-20</i>	<i>+44,2</i>	<i>+39,2</i>	<i>+12,5</i>	<i>+25,6</i>	<i>+39,1</i>	<i>+43,6</i>	<i>+47,0</i>

Si evidenzia, altresì, come l'allocazione della capacità di interconnessione tramite aste esplicite annuali, mensili e giornaliere invece che tramite *market coupling* ha ingenerato sulle frontiere italo-francese e italo-svizzera significative incoerenze fra il segno differenziale di prezzo (positivo o negativo) e i programmi di scambio alla frontiera (*import netto* o *export netto*). L'esempio più rappresentativo (cfr. Figura 4) è costituito dai giorni di mercoledì 8 febbraio 2012 e giovedì 9 febbraio 2012. Mercoledì si è infatti registrata una forte esportazione netta verso la Francia, nonostante il segno del differenziale di prezzo fra la zona Nord italiana e la Francia fosse sistematicamente positivo. Giovedì l'esportazione netta verso la Francia si è invece quasi annullata nonostante il segno del predetto differenziale di prezzo fosse negativo e lo fosse nella misura più ampia registrata su tutto il periodo di osservazione. L'ipotesi più probabile è che gli operatori siano stati spiazzati prima dall'inattesa riduzione dei prezzi francesi di mercoledì 8 febbraio 2012 rispetto al giorno antecedente e poi dall'inatteso rialzo record dei prezzi francesi avvenuto il giovedì 9 febbraio 2012. Ciò è potuto accadere in quanto l'utilizzo della capacità di interconnessione assegnata con aste esplicite è deciso dagli operatori sulla base delle loro aspettative circa i prezzi dell'energia elettrica sui mercati del giorno prima italiano e francese: se l'intera capacità di interconnessione fosse stata assegnata tramite *market coupling* la determinazione dei prezzi dell'energia elettrica e dell'utilizzo della suddetta capacità avrebbero avuto luogo simultaneamente così da prevenire tali inefficienze.

Figura 2 Import netto, Export e differenziali di prezzo sulla frontiera italo-francese e italo-svizzera nella prima settimana di febbraio

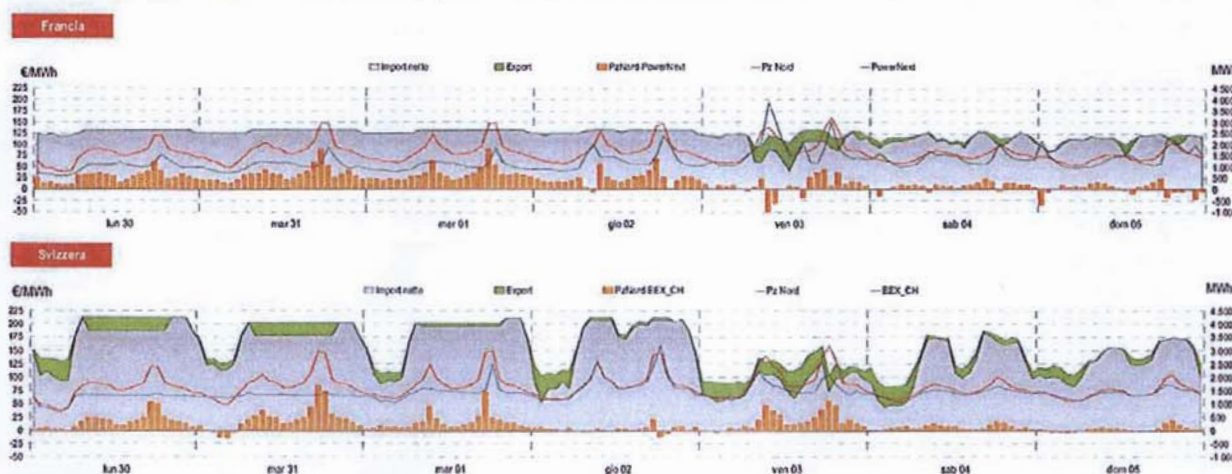


Figura 3 Import netto, Export e differenziali di prezzo sulla frontiera italo-francese e italo-svizzera nella seconda settimana di febbraio

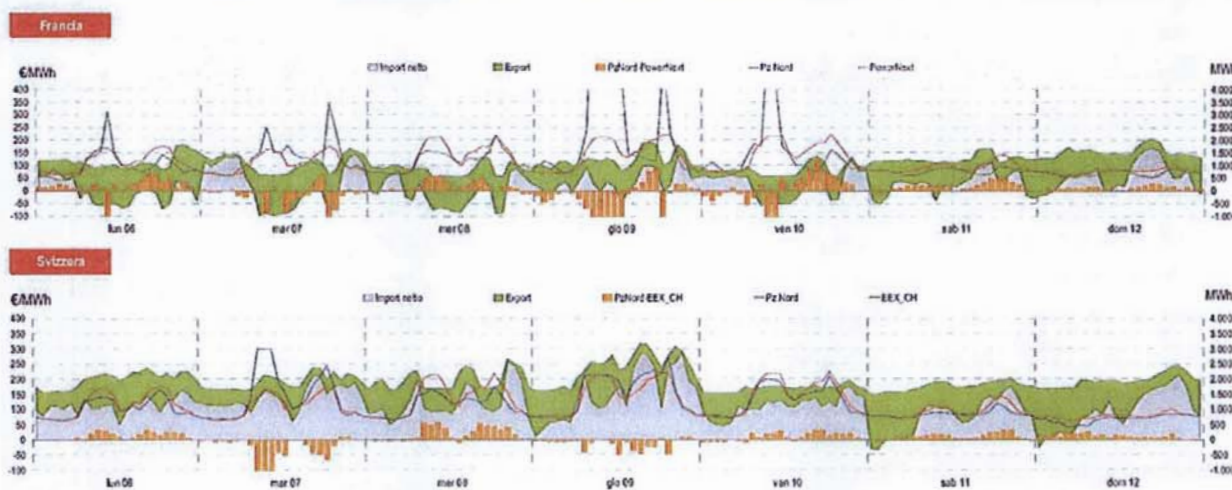
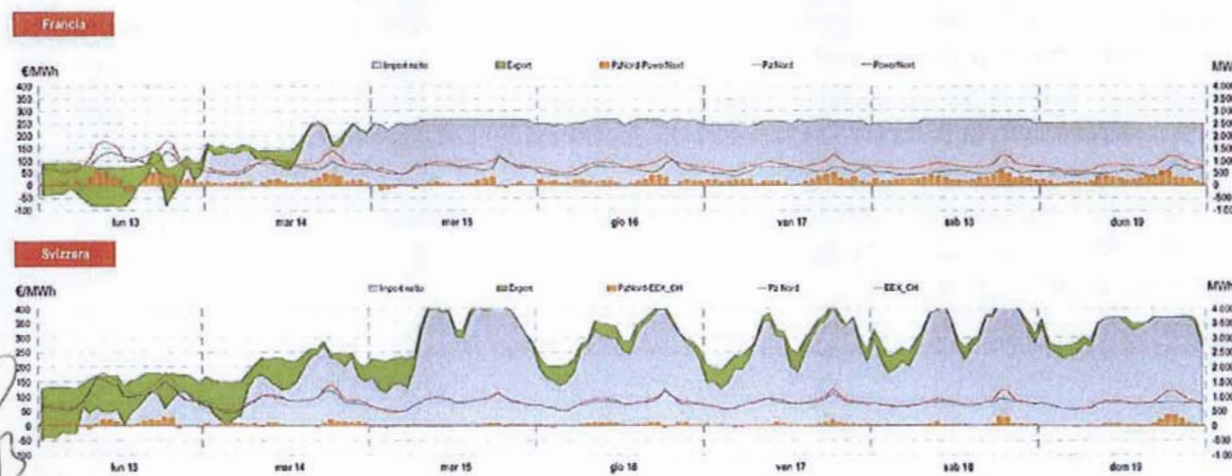


Figura 4 Import netto, Export e differenziali di prezzo sulla frontiera italo-francese e italo-svizzera nella terza settimana di febbraio



Handwritten signature or initials in the bottom left corner of the page.

B – Effetti delle dinamiche di prezzo sul mercato del gas naturale

Come si evince dalla Figura 1, mercoledì 8 febbraio 2012 il rialzo dei prezzi della zona Nord è più marcato rispetto a quello dei tre giorni lavorativi precedenti. Tale rialzo si è mantenuto per i due giorni lavorativi successivi (giovedì 9, venerdì 10). Non è da escludere che questo ulteriore aumento sia imputabile, almeno parzialmente, al rischio che potesse essere attivato il prezzo amministrato per la regolazione degli sbilanciamenti sul mercato gas in condizioni di emergenza. Gli operatori infatti sarebbero stati avvisati della sua attivazione entro le ore 10 del giorno che precede quello di consegna: ciò significa che ne avrebbero avuto nozione solo dopo la "gate closure" del mercato del giorno prima, ossia quando le offerte su tale mercato non sarebbero più state modificabili.

La possibile attivazione del prezzo amministrato per la regolazione degli sbilanciamenti gas potrebbe aver influenzato le strategie di offerta degli operatori su MGP per due motivi:

- il primo riguarda le sole unità di produzione termoelettriche alimentate a gas. I contratti di approvvigionamento gas stipulati da un produttore di elettricità possono, infatti, prevedere la fornitura di un quantitativo prefissato e il ribaltamento pieno dei costi o dei ricavi di sbilanciamento sostenuti dal fornitore gas (*shipper*) sull'utilizzatore finale (il produttore stesso) in caso di prelievi rispettivamente superiori o inferiori al quantitativo pattuito³⁰. In tal caso, il prezzo di sbilanciamento sul mercato gas rappresenta una buona "proxy" del costo opportunità del gas per il produttore di elettricità, che può scegliere se rivendere il gas approvvigionato a sbilanciamento oppure prelevarlo per produrre elettricità. È evidente che in caso di attivazione del prezzo amministrato per la regolazione degli sbilanciamenti sul mercato gas in condizioni di emergenza, il costo opportunità del gas per il produttore elettrico sarebbe risultato molto maggiore di quello mediamente rilevato sulla piattaforma per il bilanciamento gas nel mese di gennaio e nei primi giorni del mese di febbraio: la differenza sarebbe stata pari a circa 47 €/MWh (da circa 35 €/MWh a circa 82 €/MWh). Per un impianto termoelettrico a ciclo combinato con rendimento pari al 53%, una simile differenza in termini di costo opportunità del gas si sarebbe tramutata in una differenza di circa 89 €/MWh in termini di costo variabile di produzione (da 66 €/MWh³¹ a 155 €/MWh³²). È verosimile che il titolare di tale impianto abbia internalizzato nel prezzo di offerta su MGP il predetto rischio incrementandolo di una componente pari al prodotto fra la probabilità stimata che venisse attivato il prezzo amministrato e il presumibile differenziale di costo variabile (con probabilità pari al 50% e un differenziale pari a 89 €/MWh si avrebbe un incremento di prezzo offerto di 44,5 €/MWh);
- il secondo riguarda tutte le unità di produzione programmabili. I prezzi di offerta presentati su MGP dalle unità di produzione programmabili scontano, tra l'altro, il rischio di sbilanciamento sul mercato elettrico a causa di eventi accidentali (ad

³⁰ Lo stesso ragionamento vale nel caso in cui lo *shipper gas* e il produttore di elettricità sono la stessa persona giuridica o appartengono allo stesso gruppo societario.

³¹ Considerando la sola componente di costo di combustibile.

³² Considerando la sola componente di costo di combustibile.

esempio: un'avaria), che impediscono il rispetto dei programmi vincolanti finali di produzione in esito al mercato elettrico. Il costo associato a detto rischio sarebbe risultato più elevato nel caso di attivazione del prezzo amministrato per la regolazione degli sbilanciamenti gas. Un incremento del prezzo sul mercato del bilanciamento gas avrebbe aumentato le offerte di vendita presentate dalle unità di produzione alimentate a gas su MSD e, di conseguenza, anche i prezzi di sbilanciamento sul mercato elettrico. È, infatti, plausibile che un impianto termoelettrico a gas, chiamato ad aumentare la propria produzione molto vicino al tempo reale per fornire al sistema elettrico energia di bilanciamento, acquisti almeno parte del gas, direttamente o per tramite del proprio *shipper*, attraverso una transazione *intraday* su PSV oppure a sbilanciamento. Seguendo tale logica, è verosimile che un impianto abbia internalizzato tale rischio nella propria offerta su MGP tramite una componente che tenesse conto della probabilità dell'evento accidentale e del presumibile differenziale di costo rispetto all'ipotetico impianto marginale su MSD.³³

C - Restrizioni al transito di energia elettrica da sud a nord

L'osservazione del periodo in esame mostra, come si era già verificato in passato, che ogniqualvolta i prezzi esteri superano i prezzi italiani in misura tale da invertire i flussi di energia elettrica alla frontiera, la parte continentale del nostro Paese tende a separarsi, sotto il profilo dei prezzi in MGP, in due o tre tronconi da Sud a Nord. Infatti, il primo transito a saturarsi è quello fra la zona Sud e la zona Centro-Sud mentre il secondo è quello fra la zona Centro-Sud e la zona Centro-Nord. Nelle ore di picco dei giorni dal 6 al 10 febbraio 2012, la zona Sud risultava infatti essere quella più economica e separata dalle zone Centro-Sud e Sardegna i cui prezzi erano allineati su livelli più alti ma inferiori a quelli ancor più alti delle zone Centro-Nord e Nord (a loro volta inferiori ai livelli di prezzo registrati in Francia e Svizzera). L'effetto principale di questi "colli di bottiglia" è anzitutto quello di impedire alla capacità produttiva localizzata nei poli di produzione limitata di Brindisi, Foggia e Rossano e nella zona Sud di concorrere pienamente al soddisfacimento della domanda nella zona Nord e nelle zone estere. Analogo problema interessa seppure in misura minore la capacità produttiva localizzata nelle zone Centro-Sud e Sardegna.

L'emergenza gas ha reso ancor più evidente l'esigenza di accelerare gli sviluppi della Rete di Trasmissione Nazionale sul Continente. Tuttavia, i potenziamenti della capacità di interconnessione volti a rimuovere i colli di bottiglia sulla direttrice Sud-Centro Sud sono attesi solo dopo il 2015.

³³ La probabilità che un impianto subisca un'avaria è, in genere, molto bassa. Per questo motivo, è verosimile che l'effetto sul prezzo di offerta MGP determinato da quanto illustrato al secondo punto sia di gran lunga inferiore rispetto all'effetto causato da quanto esposto al punto precedente.

Tabella 1: Media aritmetica giornaliera dei prezzi orari zonali su MGP dal 6 al 10 febbraio 2012

Prezzi Zonali (€/MWh)	gennaio 30 lunedì	gennaio 31 martedì	febbraio 01 mercoledì	febbraio 02 giovedì	febbraio 03 venerdì	febbraio 04 sabato	febbraio 05 domenica
Nord	77	86	87	87	94	76	73
Centro Nord	77	90	87	87	94	76	73
Centro Sud	77	90	87	87	94	76	73
Sud	75	90	79	80	73	72	44
Sicilia	93	102	98	96	94	85	82
Sardegna	77	159	113	87	94	76	73

Prezzi Zonali (€/MWh)	febbraio 06 lunedì	febbraio 07 martedì	febbraio 08 mercoledì	febbraio 09 giovedì	febbraio 10 venerdì	febbraio 11 sabato	febbraio 12 domenica
Nord	114	110	133	142	140	94	78
Centro Nord	114	110	133	142	140	94	78
Centro Sud	114	110	126	122	138	85	78
Sud	43	95	80	95	117	85	78
Sicilia	89	100	102	106	116	93	86
Sardegna	114	110	126	122	138	85	100

Prezzi Zonali (€/MWh)	febbraio 13 lunedì	febbraio 14 martedì	febbraio 15 mercoledì	febbraio 16 giovedì	febbraio 17 venerdì	febbraio 18 sabato	febbraio 19 domenica
Nord	111	87	78	80	82	82	81
Centro Nord	111	87	78	80	82	82	81
Centro Sud	108	86	78	79	82	82	81
Sud	86	84	76	79	81	82	81
Sicilia	100	95	94	87	97	94	85
Sardegna	108	86	78	81	82	82	84

Il fenomeno sopra descritto è stato aggravato da una serie di riduzioni dei limiti di transito tra la zona Sud e la zona Centro Sud verificatasi dal 2 all'8 febbraio. Terna ha fornito all'Autorità i seguenti dettagli a riguardo:

- il 2 febbraio era prevista una restrizione del limite di transito Sud->Centro Sud³⁴ per lavori programmati sulla direttrice 380kV Matera - S.Sofia;
- il 3 febbraio condizioni meteo estremamente avverse hanno causato i guasti delle linee Presenzano - Valmontone, Presenzano - Benevento 2 e Latina - Garigliano. A seguito di tali eventi sono state sospese le attività sulla direttrice 380kV Matera - S. Sofia, facendo rientrare in servizio i relativi elementi di rete alle ore 17:40 del giorno stesso. Lo scenario di rete così configuratosi, con due linee di sezione fuori servizio, ha richiesto la riduzione del limite di transito Sud->Centro Sud a 2.000 MW dalla prima sessione di mercato disponibile (MGP per il giorno 5 febbraio);
- il 4 febbraio il vincolo a 2.000 MW è stato confermato anche per il giorno 6 febbraio, non potendo conoscere le tempistiche di rientro degli elementi in avaria;
- il 5 febbraio è avvenuto il rientro delle linee Presenzano - Valmontone e Presenzano - Benevento 2. Il vincolo è stato rilassato a 3.000 MW a partire dal giorno 7 febbraio, permanendo solo l'indisponibilità della linea Garigliano - Latina;
- il 6 febbraio il vincolo a 3.000 MW è stato confermato anche per il giorno 8 febbraio, non potendo conoscere le tempistiche di rientro della Garigliano - Latina, anche in considerazione dello sforzo di ripristino di tutte le linee in avaria dell'area;

³⁴ In condizioni normali tale limite è pari a 4000 MW sulla direttrice Sud - Centro Sud.

- il 7 febbraio, alle ore 11:42, è avvenuto il rientro della linea Garigliano – Latina che ha riportato il limite di transito Sud->Centro Sud a 4.000 MW.

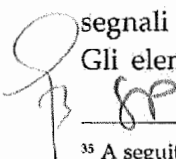
5.5 CONCLUSIONI

L'analisi della situazione di emergenza del mese di febbraio 2012 dà concreta attualità alle più volte richiamate esigenze di sviluppo infrastrutturale del sistema nazionale del gas naturale e dell'energia elettrica.

Proprio la possibile indisponibilità di gas, legata agli stessi fattori climatici all'origine del livello eccezionale dei consumi, fornisce ulteriori elementi a supporto delle valutazioni espresse nella deliberazione di questa Autorità PAS 21/11 (Segnalazione sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e le relative criticità), dove era evidenziata la necessità di uno sviluppo infrastrutturale che consentisse di affrontare, con un adeguato margine di sicurezza, il periodo di maggiori consumi, anche nel caso di mancanza durevole di una fonte di importazione (eventualità più volte verificatasi in passato con l'interruzione delle forniture dalla Russia, nel gennaio 2008, l'indisponibilità del Transgas nel 2009 e, più recentemente, con l'interruzione delle forniture libiche³⁵).

L'esame della situazione verificatasi quest'anno evidenzia, inoltre, l'importanza dello stoccaggio come risorsa immediatamente disponibile per il sistema, nella gestione di criticità legate alla copertura di livelli eccezionali dei consumi, dove il contributo delle importazioni pare offrire un tempo di reazione più lungo e può essere influenzato da dinamiche internazionali. Occorre, quindi, evidenziare l'esigenza che lo sviluppo del sistema degli stoccaggi in corso non sia limitato alla realizzazione di nuova capacità di spazio ma riguardi anche l'incremento della disponibilità di punta funzionale, in particolare, a ridurre il decadimento delle prestazioni con il progredire delle fasi di svasso ed invaso. Tale opportunità va anche esaminata sulla base dei costi necessari per lo sviluppo della punta nel senso prospettato che, ad una valutazione di massima, pur sviluppando un effetto durevole nel tempo, appaiono del medesimo ordine di grandezza dei costi sostenuti per effetto di una singola crisi come quella in esame.

Ulteriori valutazioni riguardano l'adeguatezza dell'assetto attuale dei mercati a fornire segnali di scarsità per orientare le scelte degli operatori secondo le esigenze del sistema. Gli elementi sopra riportati evidenziano che il prezzo, che si forma sul mercato per il


³⁵ A seguito degli indirizzi del Ministro dello sviluppo economico, l'Autorità ha adottato la deliberazione 31/2012/R per la definizione dei criteri da applicare in sede di determinazione dei corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori oneri sostenuti con riferimento agli impianti di generazione elettrica soggetti alla misura.

³⁶ EPEX France, ex Powernext.

³⁷ E' la zona del mercato elettrico italiano direttamente interconnessa con la Francia

³⁸ Zone di mercato.

³⁹ Nella deliberazione PAS 21/11 si legge "Infatti, in caso di indisponibilità della maggiore infrastruttura (TAG con capacità di ca 120 MSmc/g), il sistema disporrebbe di capacità di immissione in rete di circa 270 MSmc (di cui 212 MSmc/g dagli altri gasdotti di importazione, 20 MSmc/g dalla produzione nazionale e 38 MSmc/g dagli impianti di Gnl). Tale disponibilità potrebbe essere quindi inadeguata alla copertura del picco eccezionale dei consumi che si verificasse in condizioni di svasso avanzato degli stoccaggi, quando il loro contributo può essere valutato nell'ordine dei 150 MSmc/g. Infatti in tali condizioni la domanda giornaliera totale potrebbe raggiungere punte (in passato anche superiori a 450 MSmc/g) superiori alla disponibilità complessiva del sistema comprensiva del contributo degli stoccaggi (420 MSmc/g) e potrebbero rendersi necessarie misure eccezionali quali il distacco di utenze industriali."

bilanciamento semplificato, oggi operativo, risulta correlato al valore del gas in stoccaggio e non fornisce un adeguato segnale economico circa possibili criticità del sistema, che riguardano l'equilibrio immediato di immissioni e prelievi. Emerge, quindi, l'esigenza di accelerare la prospettata evoluzione del sistema di bilanciamento di merito economico, con l'integrazione delle risorse offerte dalle immissioni di gas presso i punti di entrata della rete nazionale (importazioni e rigassificatori) e la connessa formazione di un prezzo rappresentativo del valore del gas in rete, necessario per il bilanciamento della domanda, anziché in stoccaggio.

Tale evoluzione appare tanto più opportuna con il progredire dell'integrazione dei mercati europei e la più accentuata correlazione che ne consegue, tra flussi di gas e prezzi che si formano sui vari mercati energetici (compresi i mercati elettrici).

Le prospettate integrazioni alla disciplina del bilanciamento - come rilevato nel paragrafo 3.3 - sono funzionali alla risoluzione delle criticità che intervengono nel bilanciamento giornaliero o di breve periodo. Altri strumenti potrebbero essere previsti per la gestione di eventuali future situazioni critiche nell'approvvigionamento di gas naturale e nella copertura dei consumi, ad esempio ove si riscontrassero, sulla base delle disponibilità di stoccaggio e delle immissioni in rete, una possibile mancanza di copertura dei consumi in condizioni di domanda eccezionale. In passato, al fine di prevenire queste possibili situazioni, il Ministero ha fatto ricorso a misure di massimizzazione dell'uso delle capacità conferite, definite già nei mesi estivi per la successiva fase di erogazione. Nell'attuale contesto l'adozione di queste misure appare sempre più problematica, sia perché distorsiva del mercato ed economicamente inefficiente in termini di mancanza di corrispondenza fra costi ed esigenze di bilanciamento del singolo operatore, sia perché essa presenta profili di criticità con le disposizioni del Regolamento (CE) n. 994/2010, che prevedono che le situazioni di criticità siano in prima istanza gestite con misure di mercato, considerandone l'impatto economico, l'efficacia e l'efficienza, nonché gli effetti sul funzionamento del mercato comunitario del gas naturale. Potrebbe essere, quindi, previsto che, anche ai fini della gestione di possibili situazioni di criticità in prospettiva, il responsabile del bilanciamento possa operare nel mercato, sotto il controllo delle istituzioni responsabili della sicurezza del sistema, mediante azioni di acquisto e di vendita di gas, anche nel medio periodo, utilizzando anche servizi di stoccaggio, allo scopo di garantire la disponibilità di gas di bilanciamento, laddove ciò fosse ritenuto necessario per assicurare adeguati livelli di sicurezza del sistema. Tale strumento può essere accompagnato da meccanismi che provvedano a ripartirne i benefici e i costi associati, sulla base di criteri predefiniti, nei casi in cui tali costi non siano compensati dagli oneri di bilanciamento pagati dagli utenti del bilanciamento.

9
3
80