

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.

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).

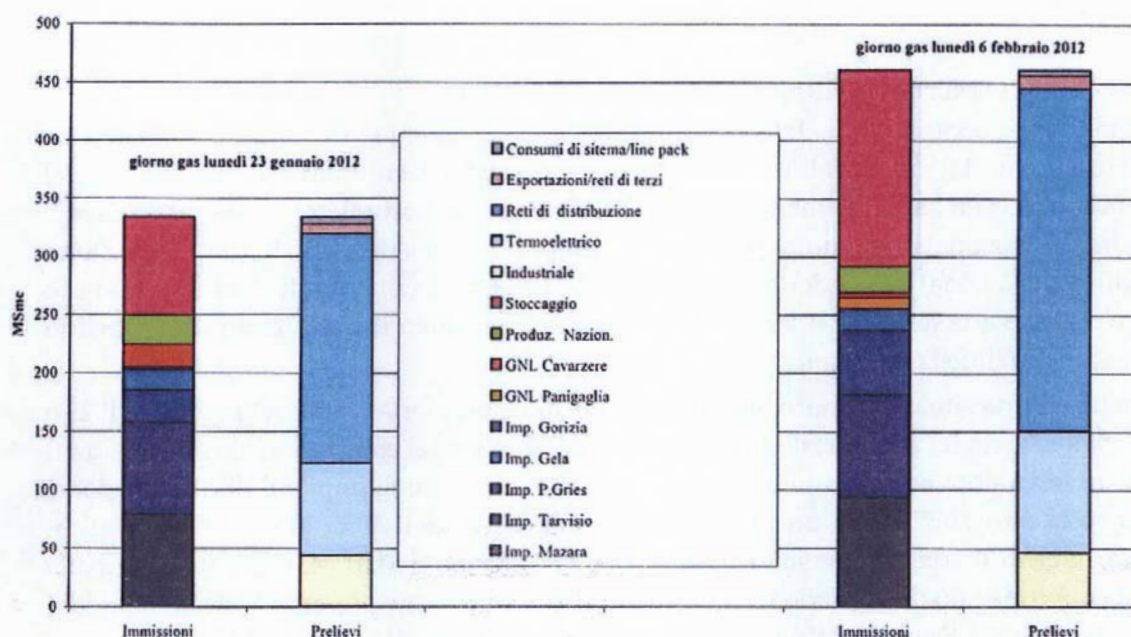
Alle condizioni climatiche particolarmente avverse è anche imputabile la riduzione di disponibilità di capacità ai punti di ingresso del sistema pari a circa 60 MSmc/g. Questa comprende le mancate consegne di parte del gas presso il punto di entrata di Tarvisio (ca 30 MSmc/g) e la riduzione dell'apporto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

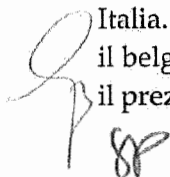
L'onere sostenuto dal sistema non sarà però limitato a questi costi, che saranno precisamente determinati. Altri costi risultano non immediatamente quantificabili: ci si riferisce in particolare agli oneri connessi con l'intervento, che prevede la massimizzazione dell'utilizzo delle capacità conferite. 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).

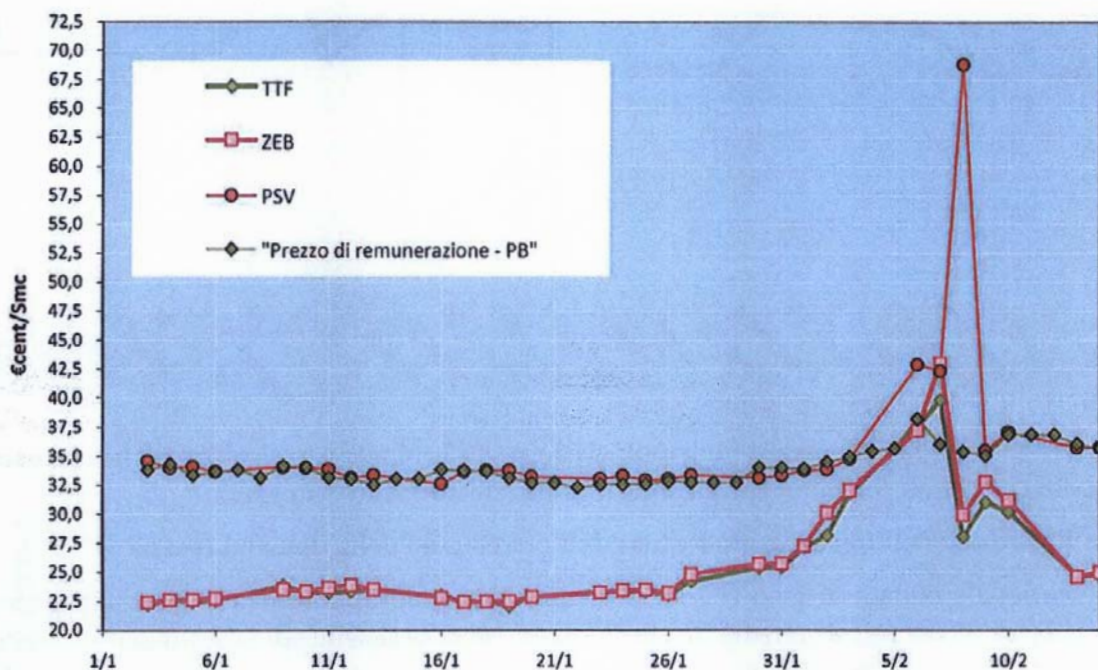
La reattività del prezzo di remunerazione alla situazione di crisi del sistema appare modesta ma non deve stupire. Questo è un fenomeno connaturato con l'assetto attuale semplificato del bilanciamento di merito economico del sistema del gas che, in assenza di un meccanismo di bilanciamento di mercato 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.



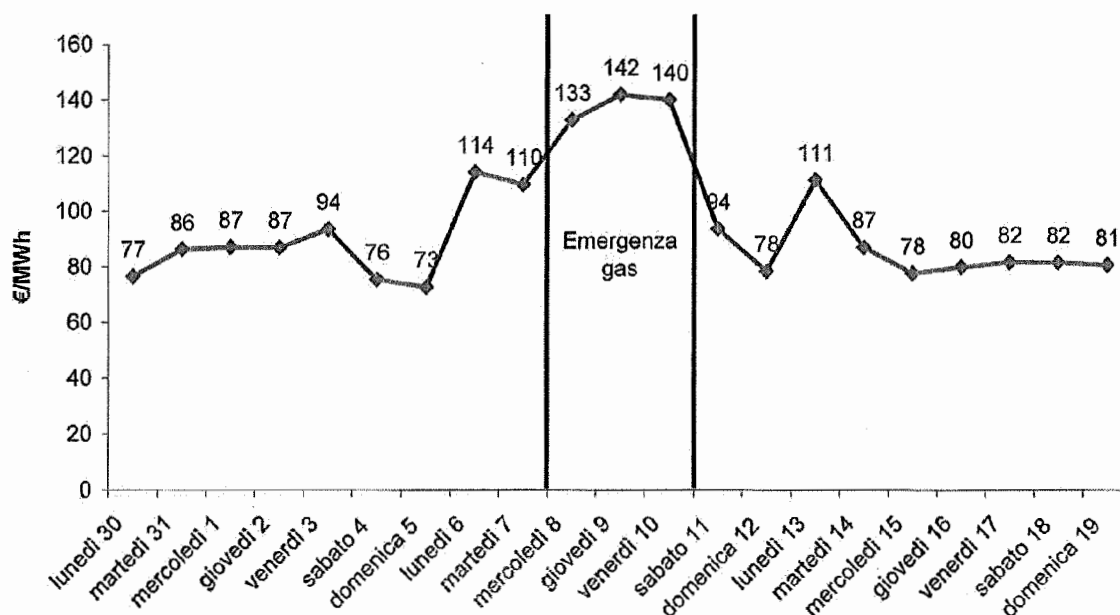
5.4 SITUAZIONE DEL MERCATO ELETTRICO NEL PERIODO DELL'EMERGENZA GAS

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).

PSR

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]