

Newsletter Osservatorio Energia

Anno VII - numero 80

25 luglio 2005

NELLA NEWSLETTER DI QUESTO MESE ...

REGOLAMENTAZIONE E MERCATO DEL GAS

Le nuove garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio di gas naturale..... pag. 3

L'Autorità, con delibera 119/05, definisce il nuovo sistema di garanzie per l'**accesso al sistema di stoccaggio**, e per l'erogazione dei relativi servizi, secondo criteri che favoriscano lo sviluppo della concorrenza e il miglioramento dell'efficienza e del livello di sicurezza del sistema gas. Esso contiene inoltre le norme per la definizione dei **codici di stoccaggio** che dovrebbero rafforzare anche in Italia l'offerta di servizi speciali e di flessibilità nello stoccaggio. Il provvedimento è stato approvato al termine di un periodo triennale di regime provvisorio, stimolato dall'emanazione delle Linee Guida dell'ERGEG lo scorso marzo.

L'Unione Europea approva il Regolamento gas. pag. 8

Il **Regolamento relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale**, approvato dall'Unione Europea in aprile e in via di pubblicazione rappresenta un importante passo avanti verso lo sviluppo di un mercato europeo del gas, in quanto fissa alcune regole fondamentali per rendere effettivo l'accesso di terzi a condizioni non discriminatorie rispetto alle società verticalmente integrate e che a tutt'oggi in molti casi riescono a limitare la possibilità di competizione dei terzi: tra questi in primo luogo l'obbligo di definizione di meccanismi on line per la prenotazione e la conferma della capacità su un orizzonte temporale ridotto fino al giorno, la limitazione di alcuni spazi di discrezionalità contrattuale dei gestori della rete, nonché l'affermazione del principio dello *use it o lose it*.

MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

Il GME amplia i mercati gestiti e i prodotti offerti pag. 10

Il GME sta predisponendo l'avvio di nuovi servizi offerti agli operatori del settore elettrico: la piattaforma di scambio dei **Certificati Bianchi** e il mercato a termine **Bipex**, un mercato per la negoziazione di "blocchi" di energia elettrica: l'avvio dei

mercati è previsto entro la fine del 2005; la forma organizzativa scelta per le negoziazioni su entrambe è l'asta continua.

Continua l'aumento dei prezzi di borsa pag. 14

Nei primi diciotto giorni del mese di luglio i **prezzi Ipx** hanno mostrato un deciso aumento: il valore medio ponderato per il fabbisogno si colloca intorno ai 70 euro/MWh, in aumento rispetto al valore medio di giugno di oltre 10 euro/MWh; l'incremento dei prezzi è stato particolarmente accentuato nelle ore di peakload. Anche i prezzi delle principali **borse europee** hanno mostrato un incremento rispetto al mese precedente, collocandosi su livelli molto elevati, prossimi ai 50 euro/MWh.

L'ANDAMENTO DEL Ct E DEL Qe

Le quotazioni dei combustibili e le attese del mercato pag. 21

L'Autorità ha aggiornato i parametri **Ct** e **Qe** per il trimestre luglio-settembre 2005 confermando il già anticipato forte aumento di entrambi i parametri. Gli elevati prezzi del petrolio hanno comportato una ripresa delle quotazioni degli oli combustibili e del gasolio, mentre sostanzialmente stabili rimangono le quotazioni del carbone, ad eccezione di quello sudafricano che registra una forte ripresa. Per i prossimi mesi le tensioni sui mercati degli oli combustibili lasciano prevedere ulteriori rialzi dei parametri Ct e Qe, rialzi che in particolare per il costo di approvvigionamento del gas naturale dovrebbero spingersi fino al secondo trimestre 2006.

DOMANDA ELETTRICA E PRODUZIONE INDUSTRIALE

Domanda in crescita del 3.4% a giugno pag. 25

La **domanda elettrica** a giugno risulta in aumento del 3.4% rispetto allo stesso mese dello scorso anno. A livello territoriale si segnala l'accelerazione della crescita del Nord, che potrebbe essere un primo segnale di ripresa economica dell'area.

Soci Sostenitori

AceaElectrabel Produzione SpA, AEM SpA, AMPS Energie Srl, ASM Brescia SpA, Assoelettrica, Dalmine Energie SpA, EDF Energia Italia Srl, Edison SpA, Electra Italia SpA, Enel Gem, Energia SpA, Eni SpA, Ferrero SpA, Hera Trading Srl, Italgas SpA, Italgas SpA, MPE SpA (Centro Energia - Foster Wheeler), Pirelli e C. SpA, Unicredit Banca Mobiliare, World Energy

Le posizioni espresse nella Newsletter, salvo quanto diversamente specificato, sono da attribuirsi esclusivamente ai ricercatori ref.

Newsletter Osservatorio Energia
Mensile

Direttore responsabile: Claudia Checchi

Gruppo di lavoro: Alessandra Di Renzo, Valentina Ferraris, Stefano Frontini, Edoardo Settimio, Mara Zanini

Comitato Scientifico: R. Artoni, G. Martini, L. Parisio, M. Polo, P. Saraceno, C. Scarpa, G. Vaciago

Editore

Ricerche per l'Economia e la Finanza srl - Via Gioberti 5 - 20123 Milano
www.ref-online.it - info@ref-online.it

Segreteria, Editing e grafici

Dalia Imperatori - Tel. +39 02 43441022 - Fax +39 02 43441027
Dalia@ref-online.it

REGOLAMENTAZIONE E MERCATO DEL GAS

Le nuove garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio di gas naturale

Con l'approvazione della delibera n.119/05, l'Autorità per l'Energia elettrica e Gas ha definito il meccanismo di allocazione delle capacità di stoccaggio, ossia le garanzie per l'accesso al sistema e per l'erogazione dei relativi servizi, con l'obiettivo di sviluppare un mercato concorrenziale del gas. Il provvedimento dell'Autorità ha inoltre predisposto uno schema di codice di stoccaggio in cui verranno riportate tutte le regole di gestione e offerta del servizio agli utenti. Le nuove disposizioni giungono alla fine di un lungo processo di consultazione iniziato con un documento pubblicato nel marzo 2002¹, il quale recava le proposte del regolatore per la stesura di un codice di stoccaggio.

La regolamentazione dello stoccaggio è stata quindi completata nel suo aspetto più delicato: infatti, con la definizione dei principi per l'accesso al servizio, si dovrebbe favorire l'avvio dell'utilizzo competitivo degli stoccaggi in Italia, attualmente caratterizzata da un monopolio di fatto da parte dell'impresa Stogit (proprietaria del 98% degli stoccaggi nazionali), controllata dal gruppo Eni: verrebbe infatti data la possibilità agli operatori di utilizzare la capacità di stoccaggio di modulazione, permettendo ai nuovi entranti di fornire ai clienti un servizio in concorrenza con quello offerto da Eni, ed impiegando le forniture *spot* senza il rischio di subire costi eccessivi per l'utilizzo del bilanciamento e degli stoccaggi.

Così come auspicato nella Newsletter n.79 (si veda l'articolo dal titolo "*Le associazioni europee promuovono le linee guida sull'accesso al servizio di stoccaggio*"), la definizione delle nuove regole sul libero accesso

allo stoccaggio in Italia è stato stimolato dalla recente approvazione delle *GGPSSO (Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators)*, ovvero le linee guida di buona condotta per l'accesso di terzi agli impianti di stoccaggio. In particolare, la nuova disciplina recepisce efficacemente quei principi delle linee guida orientati alla promozione della concorrenza: tra questi, l'offerta di strumenti competitivi di stoccaggio - servizi speciali e di flessibilità - secondo regole trasparenti e non discriminatorie, la maggiore efficacia di funzionamento del mercato secondario, regole di coordinamento tra l'impresa di stoccaggio e di trasporto tali da garantire un utilizzo efficiente del sistema di interconnessione. Si sottolinea che ciò è reso ora possibile dalla redazione di un codice di stoccaggio sulla base di uno schema riportato dalla delibera 119/05.

Negli ultimi tre anni, in assenza di un codice di stoccaggio la regolamentazione del servizio si è basata su regole transitorie definite dall'articolo 10 della delibera 26/02 dell'Autorità per l'energia e il gas. Tale provvedimento stabiliva i criteri di fissazione delle tariffe di stoccaggio di gas naturale, oltre che i criteri provvisori di conferimento della capacità di stoccaggio per l'anno termico 2001-2002 e seguenti, fino all'entrata in vigore del codice: pertanto, l'allocazione della capacità avveniva su base annua secondo tali regole². La scelta del regolatore di prolungare il periodo transitorio per l'accesso al servizio di stoccaggio è fondamentalmente legato alla volontà di permettere l'avviamento del sistema, ancora caratterizzato da scarsa liquidità, e acquisire nel contempo l'esperienza necessaria per la definizione di un codice rispondente alle esigenze

¹ "Criteri e priorità per la predisposizione dei codici di stoccaggio e definizione delle condizioni di accesso e degli obblighi dei soggetti che svolgono tale attività", pubblicato il 14 marzo 2002.

² Secondo quanto stabilito dalla delibera n.26/02 (art.10), il conferimento di capacità di stoccaggio, in termini di spazio di stoccaggio e disponibilità massima di punta giornaliera di erogazione, avviene su base annuale nel rispetto del seguente ordine di priorità:

1. imprese di coltivazione per il servizio di stoccaggio minerario e importatori da paesi extra UE per il servizio di stoccaggio strategico;
2. imprese di trasporto, per la modulazione oraria e il bilanciamento operativo;
3. imprese di trasporto, fino al 31/12/02, e imprese di vendita, dall'1/1/03, per il servizio di modulazione stagionale e di punta stagionale e giornaliera destinato ai clienti non idonei relativamente ai quantitativi commisurati alla domanda di un periodo di punta stagionale mediamente rigido;
4. imprese del gas di cui al punto precedente per ulteriori quantitativi commisurati alla domanda di un periodo di punta stagionale rigido con frequenza ventennale;
5. clienti idonei.

In caso di congestioni, l'impresa di stoccaggio, dopo aver soddisfatto la domanda ai punti 1 e 2, procede ad un'allocazione *pro-quota* della capacità sulla base dei volumi di gas consumati nel 2001 dai clienti finali serviti dagli utenti richiedenti, nel rispetto delle priorità di accesso sopra definite.

dell'utenza e dello sviluppo del mercato. Tuttavia, l'apertura alla concorrenza ha evidenziato fenomeni di congestione che hanno portato a partire dall'anno termico 2002-2003 ad un razionamento della capacità per far fronte alla carenza nell'offerta di stoccaggio di modulazione. In tali casi, l'intervento dell'Autorità è stato effettuato nel rispetto dell'ordine di priorità definito dalla delibera n.26/02.

La delibera n.119/05 introduce importanti novità rispetto ai provvedimenti contenuti nella delibera 26/02, mantenendo inalterato il principio di fondo di garanzia di accesso a tutti gli utenti al servizio di stoccaggio a parità di condizioni, di massima imparzialità e neutralità. Essa inoltre accoglie nella sostanza le proposte contenute nel documento di consultazione del marzo 2002, con un chiaro orientamento al raggiungimento di due obiettivi prioritari:

1) sviluppo di un efficiente mercato secondario della capacità, grazie ad un utilizzo del servizio di stoccaggio in maniera competitiva e flessibile rispetto alle richieste del mercato;

2) garanzia di sicurezza del sistema al fine di fronteggiare la scarsità della risorsa di stoccaggio (dimostrata soprattutto in occasione dell'emergenza climatica dello scorso inverno), mediante un ordine di priorità di conferimento della capacità che continui a favorire lo stoccaggio strategico e minerario, secondo il dettato del decreto Letta.

Le nuove disposizioni a garanzia del libero accesso allo stoccaggio

Si analizzano ora le disposizioni della delibera n.119/05, mettendo in evidenza le modifiche rispetto al regime transitorio e gli incentivi allo sviluppo di un mercato concorrenziale degli stoccaggi:

✓ Riforma dei meccanismi di priorità di accesso ai servizi di stoccaggio

Secondo l'articolo 9 della delibera 119/05, il conferimento di capacità di stoccaggio, in termini di spazio di stoccaggio e disponibilità massima di punta giornaliera, avviene su base annuale (entro il 1 marzo di ogni anno), "dopo aver soddisfatto le richieste per il servizio di stoccaggio strategico e di bilanciamento operativo", e secondo un preciso ordine di priorità:

1. titolari di concessioni di coltivazione che richiedono un servizio di stoccaggio minerario, così come previsto dall'articolo 12, comma 5 del decreto Letta;

2. imprese di vendita, fino a quantitativi massimi di spazio e disponibilità relativi ad un periodo di punta stagionale mediamente rigido;

3. imprese di vendita, fino a quantitativi massimi di spazio e disponibilità relativi ad un periodo di punta stagionale rigido su base ventennale;

4. clienti idonei.

La determinazione della richiesta massima ammissibile per il conferimento di capacità alle imprese di vendita, pur continuando a basarsi su parametri medi di fabbisogno di modulazione legati a fattori climatici dei diversi comuni serviti dalle imprese di fornitura³ (in linea con i criteri seguiti nel corso del periodo transitorio), dovrà essere definita successivamente da un successivo provvedimento dell'Autorità.

Nella sostanza, le priorità nell'accesso allo stoccaggio rimangono invariate rispetto alla precedente disciplina definita dalla delibera 26/02. I servizi di stoccaggio rimangono infatti destinati in via prioritaria al mantenimento delle scorte strategiche e alle esigenze dei giacimenti di gas italiani, in quanto ciò è imposto dal decreto Letta (articolo 12 comma 5). Nel nuovo provvedimento viene inoltre ribadita la priorità di conferimento, assieme allo stoccaggio strategico e minerario, alle imprese di trasporto, relativamente al fabbisogno loro necessario per adempiere ai loro obblighi di bilanciamento operativo, quale garanzia fondamentale alla sicurezza e al funzionamento del sistema.

✓ Offerta di servizi di flessibilità

Al fine di incentivare una maggiore liquidità del mercato e l'ottimizzazione di sistema, nel provvedimento viene consentita l'offerta di altre forme di flessibilità del servizio, le quali si pongono come alternative all'impiego della capacità di stoccaggio conferita. Tra queste:

- i contratti di fornitura interrompibili, a favore di quei clienti che accettano un distacco con un certo preavviso della fornitura in cambio di uno sconto sul prezzo d'acquisto;

- la possibilità di trasferire le capacità di stoccaggio da un utente all'altro contestualmente al processo di *switching*, ossia nel caso di subentro di un soggetto ad un altro nella fornitura ai clienti finali;

- la cessione e lo scambio di capacità di gas immesso sulla base di procedure definite dall'Autorità, anche al fine di compensare i propri sbilanci di sistema.

³ Relativamente alle imprese di vendita di gas, nella delibera 26/02 sono definiti alcuni criteri per la determinazione del fabbisogno, quali le serie delle temperature giornaliere, la domanda aggregata su base stagionale dei propri clienti e i profili giornalieri di consumo dei clienti.

✓ Modalità di conferimento della capacità

Qualora le richieste eccedano lo spazio disponibile, dopo aver garantito lo spazio e la disponibilità di punta per lo stoccaggio per lo stoccaggio strategico e il bilanciamento operativo dell'impresa di trasporto, si procede ad una ripartizione *pro-quota* dello spazio rimanente nel rispetto dell'ordine di priorità descritto in precedenza, similmente a quanto già previsto dalla delibera 26/02.

Nel documento di consultazione del marzo 2002 venivano proposte, oltre alla ripartizione *pro-quota*, altri due meccanismi di assegnazione della capacità quali l'asta e il *first-in first-served*. La scelta dell'Autorità di confermare il meccanismo di ripartizione *pro-quota* è probabilmente legata al fatto che esso ha il pregio di non favorire l'*incumbent*, come invece accade per il meccanismo *first-in first-served* che agevola chi conosce meglio le condizioni della rete e del mercato. L'allocatione *pro-quota* presenta tuttavia il problema di spezzettare eccessivamente il servizio e di lasciare agli assegnatari delle capacità di stoccaggio la possibilità di ricavare una rendita rivendendo la capacità conferita sul mercato secondario a soggetti che siano disposti a pagare un prezzo superiore a quello di primo conferimento. Quest'ultimo aspetto può non essere completamente negativo in un'ottica di incentivo allo sviluppo di un mercato secondario delle capacità, sottolineato più volte dal regolatore.

E' chiaro che il tema dell'allocatione della capacità scarsa è strettamente legato alle tipologie di servizi offerti e alla gestione degli sbilanciamenti operativi. Secondo l'articolo 14 della delibera 119/05, il codice di stoccaggio avrà infatti il compito di definire il ciclo *nomination-confirmation* (prenotazione - conferimento della capacità), nel rispetto delle linee guida dell'ERGEG, al fine di permettere alle parti la gestione delle fasi di richiesta, il controllo delle specifiche tecniche e dei livelli prelevati e immessi nei siti, e la copertura degli sbilanciamenti.

✓ Gestione degli sbilanciamenti di sistema

Per fronteggiare la scarsità delle risorse di stoccaggio, sono previsti corrispettivi di bilanciamento (articolo 15 della delibera 119/05) volti ad assicurare la tempestiva reintegrazione dello stoccaggio strategico in caso di utilizzo della capacità di erogazione superiore a quanto impegnato, e severe disposizioni per l'utilizzo non autorizzato della riserva strategica. Il provvedimento dell'Autorità prevede che nel caso in cui l'utente del servizio di stoccaggio eroghi una capacità di punta giornaliera superiore a quella conferitagli, la capacità necessaria a riequilibrare il sistema può essere acquistata sul mercato secondario. Tale possibilità era già prevista dalla delibera 26/02, ma non era stata sufficientemente sfruttata per via

dell'assenza di un codice di stoccaggio e, non ultima, di una adeguata liquidità sul mercato.

Si sottolinea come lo sviluppo di un mercato secondario contribuisca significativamente al perseguimento di una crescente efficienza del sistema poiché consente agli operatori di adeguare i propri fabbisogni sulla base delle convenienze economiche. Inoltre, la presenza di un mercato secondario permette di introdurre nel sistema italiano una sorta di *gas to gas competition* e quindi una maggiore liquidità del mercato che altrimenti la presenza dei contratti a lungo termine rende difficile immaginare, soprattutto dal lato dell'approvvigionamento. Negli ultimi anni, l'evoluzione del sistema degli stoccaggi ha sì portato ad un incremento degli scambi tra utenti sul mercato secondario dei volumi di stoccaggio a fini commerciali, oltre che di puro bilanciamento tra ciclo estivo e invernale. Tuttavia, il suo sviluppo appare ancora limitato rispetto alle sue potenzialità, prevalentemente a causa di due fattori:

- gli utenti del servizio di stoccaggio in Italia sono poco disposti a cedere volontariamente parte della capacità ottenuta, anche nel caso in cui abbiano capacità inutilizzata, vista la tendenza a considerare la disponibilità di capacità di erogazione come una sorta di "assicurazione" per eventuali bisogni/opportunità futuri;

- tali scambi sono spesso in competizione con i servizi speciali offerti dai gestori del servizio di stoccaggio, potenzialmente in concorrenza con altre forme di flessibilità (ricorso a forniture interrompibili, modulazione delle quantità importate, ecc.).

La delibera 119/05 prevede regole più severe nella fissazione dei corrispettivi di sbilanciamento. Le penali sono piuttosto elevate, superiori rispetto a quelle fissate dalla delibera 26/02. Se da un lato i corrispettivi devono riflettere i costi che lo sbilanciamento genera sul sistema, dall'altro rappresentano uno strumento che disincentiva comportamenti speculativi o dannosi al sistema a favore dell'assunzione da parte di ciascun utente delle proprie responsabilità nella copertura del fabbisogno dei propri clienti. L'Autorità ha rivisto le fattispecie di sbilanciamento rispetto alla delibera 26/02, prevedendo ora norme più rigide a seconda del livello raggiunto dal gas nello spazio conferito: in dettaglio, a seconda che nella fase di erogazione il gas in stoccaggio sia superiore o inferiore all'80% dello spazio conferito, vengono applicati corrispettivi differenziati, tanto più elevati se si riduce drasticamente il livello di gas stoccato (al di sotto dell'80% dello spazio conferito). Ciò al fine di scoraggiare al massimo lo svuotamento delle capacità conferite e non incorrere in situazioni di criticità come lo scorso inverno, quanto gli operatori hanno fatto un forte ricorso alle

risorse strategiche a causa del rigido clima invernale e del conseguente significativo aumento del consumo di gas.

Viene inoltre mantenuto l'obbligo di reintegro della riserva strategica in caso di sbilanciamento da parte di un utente del servizio di stoccaggio, con il pagamento dei corrispettivi applicati alla massima quantità cumulata di gas prelevato (definiti entri il 31 gennaio di ogni anno da un provvedimento dell'Autorità). Nel caso di prelievo non autorizzato vengono applicate regole ancor più rigide che in passato, riconoscendo all'utente un corrispettivo per il reintegro della riserva strategica di quasi il 40% inferiore rispetto al passato, sempre con l'obiettivo di minimizzare il rischio di ricorso alle riserve strategiche ed incentivare indirettamente altri strumenti di incremento dell'offerta di gas.

✓ Offerta di servizi speciali

Oltre alla regolamentazione dei servizi obbligatori, la delibera 119/05 regola l'offerta di servizi "speciali", permettendo di negoziare direttamente eventuali servizi personalizzati, nel rispetto dei criteri generali e del principio di non discriminazione. La precedente normativa non consentiva l'effettiva attuazione dell'offerta di servizi speciali proprio in mancanza di regole predefinite: ora, questo limite dovrebbe essere superato proprio grazie alla predisposizione del codice di stoccaggio da parte delle imprese.

Ciò rappresenta una vera novità nel mercato del gas in Italia, in quanto i servizi speciali sono stati sviluppati soprattutto negli Stati Uniti e solo in fase embrionale in Europa. In linea con quanto già disposto dalla delibera 26/02, l'Autorità ha previsto di non adottare un approccio di regolazione *ex ante* dall'alto, ma di lasciare all'iniziativa privata e al mercato sia la definizione dei servizi che la determinazione delle condizioni economiche degli stessi⁴. Il presupposto per la definizione in autonomia delle condizioni economiche dei servizi speciali è che essi siano direttamente in concorrenza con altri servizi di flessibilità.

Per servizi speciali, si intende servizi di stoccaggio a breve termine, caratterizzati da modalità di iniezione ed erogazione svincolate dalle cadenze temporali tipiche del tradizionale servizio di stoccaggio di modulazione stagionale (stagione di iniezione estiva e stagione di erogazione invernale). I servizi speciali sono in pratica strumenti "di mercato", volti all'ottimizzazione del portafoglio degli approvvigionamenti e vendita degli utenti: sotto alcuni aspetti; si configurano inoltre come strumenti

finanziari, in concorrenza con altre forme di flessibilità. Essi nascono quindi per soddisfare le nuove necessità nate dallo sviluppo di un mercato concorrenziale del gas. Tra i servizi speciali si possono annoverare i seguenti, già offerti da Stogit:

- *servizio di modulazione aciclica*, caratterizzato da una durata minima pari ad un mese e assegnato secondo la logica del *first-come first-served*. Il servizio prevede che iniezione e prelievo di gas possono essere effettuati anche attraverso programmi temporali non rigidi e senza essere necessariamente a ciclo chiuso. In questo modo viene aumentata la flessibilità delle operazioni di prelievo e reimmissione, permettendo agli operatori di migliorare la modulazione dell'offerta sulla base dell'andamento dei prezzi e delle condizioni della domanda e dell'offerta. In altri termini, la modulazione aciclica opera come un contratto interrompibile, e ha il vantaggio di poter essere effettuata su pura base contrattuale (cd. stoccaggio virtuali), favorendo così lo sganciamento del mercato fisico del gas dal mercato finanziario.

- *Controflusso*, mediante il quale gli utenti che già dispongano di un contratto di modulazione ciclica possono iniettare gas in stoccaggio durante la fase invernale e/ o erogarlo durante il periodo estivo. Tale servizio tende a soddisfare eventuali maggiori richieste di flessibilità rispetto al servizio di modulazione ciclica;

- *PGM (punta giornaliera massima) integrativa*, servizio interrompibile con durata mensile offerto con gara ad evidenza pubblica agli shipper che intendono incrementare la propria disponibilità di erogazione (ad esempio, per fronteggiare eventuali maggiori richieste giornaliere dai propri clienti finali);

- *Spazio incrementale*, ovvero capacità, offerta in gara ad evidenza pubblica, messa a disposizione in un livello di stoccaggio entrato in esercizio dopo il 1 aprile 2002. L'utilizzo di tale capacità è associato al servizio di modulazione aciclica e da diritto al beneficiario di usufruire di un accesso prioritario alla stessa.

Lo schema per la predisposizione del codice di stoccaggio

Il Codice di Stoccaggio stabilisce i criteri di utilizzazione dello stoccaggio strategico e di modulazione e i principi per l'accesso al servizio. Ne definisce poi i costi (che sono in prevalenza costi fissi) e conseguentemente le tariffe. Pertanto, la predisposizione del Codice costituisce

⁴ Citando quanto disposto dalla delibera n.26/02, l'Autorità ha previsto che "le imprese di stoccaggio negoziassero direttamente con gli utenti le condizioni per la fornitura di eventuali servizi speciali offerti, nel rispetto della trasparenza e assicurando parità di trattamento tra gli utenti".

l'elemento cardine della riforma delle garanzie di libero accesso allo stoccaggio. La delibera 119/05 viene definita l'organizzazione e lo schema per il codice di stoccaggio, in linea con quanto proposto dal documento di consultazione del marzo 2002. Il codice dovrebbe essere suddiviso in 8 sezioni:

1. informazione (descrizioni del contesto normativo e di tutti i servizi offerti dall'impresa di stoccaggio, tra cui i servizi speciali, assieme alle specifiche tecnico-economiche);

2. accesso al servizio di stoccaggio (modalità di presentazione delle richieste di conferimento e procedure di conferimento di capacità, gestione del servizio in caso di razionamento dell'offerta);

3. effettuazione del servizio di stoccaggio (definizione delle prenotazioni e degli impegni di iniezione ed erogazione, anche nel caso di vincoli di capacità; adempimenti dell'impresa di stoccaggio e degli utenti in merito al bilanciamento delle posizioni in stoccaggio);

4. qualità del servizio;
5. programmazione (programmazione e gestione delle manutenzioni e coordinamento operativo);
6. amministrazione;
7. emergenza;
8. aggiornamento del codice di stoccaggio.

Le prime tre sezioni sono ovviamente le più significative per lo sviluppo del sistema verso un utilizzo flessibile delle infrastrutture di stoccaggio. La definizione del Codice dovrebbe essere quindi il provvedimento in grado di forzare l'avvio dell'utilizzo competitivo degli stoccaggi in Italia e dare la possibilità agli operatori di impiegare effettivamente lo stoccaggio di modulazione, permettendo nel contempo ai nuovi entranti di fornire ai propri clienti un servizio equivalente a quello garantito dall'*incumbent*.

L'Unione Europea approva il Regolamento gas

Dopo un iter legislativo relativamente breve, su proposta della Commissione Europea presentata nel dicembre 2003, il Consiglio Europeo ha approvato in seconda lettura il Regolamento relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale. Sebbene l'approvazione del Regolamento sia avvenuta ad aprile 2005 la pubblicazione in Gazzetta Ufficiale, al momento in cui si scrive, non è ancora stata effettuata. Tuttavia gli emendamenti apportati in seconda lettura sono pochi (9) per cui è agevole ricostruire il testo del Regolamento.

La Direttiva 2003/55/CE ha stabilito l'obbligo di accesso regolato al sistema di trasporto gas (*third party access*) per tutti gli Stati Membri: similmente a quanto attuato nel settore elettrico con il Regolamento 1228/2003 in tema di scambi transfrontalieri, il Regolamento gas ha lo scopo di fornire ulteriori norme di natura tecnica per completare il quadro normativo in materia di scambi di gas. In realtà il Regolamento è frutto dell'esperienza maturata con l'approvazione delle Linee Guida volontarie per la buona pratica attuata dal Forum di Madrid nel settembre 2003, che trovano così applicazione obbligatoria e diretta in tutti gli Stati Membri¹.

Sebbene in molti casi il Regolamento sancisca di fatto principi minimi per lo più già assimilati dagli Stati Membri, esso rappresenta senza dubbio un importante passo avanti verso lo sviluppo di un mercato europeo del gas, in quanto fissa alcune regole fondamentali per rendere effettivo l'accesso di terzi a condizioni non discriminatorie rispetto alle società verticalmente integrate e che a tutt'oggi in molti casi riescono a limitare la possibilità di competizione dei terzi: tra questi in primo luogo l'obbligo di definizione di meccanismi on line per la prenotazione e la conferma della capacità su un orizzonte temporale ridotto fino al giorno, la limitazione di alcuni spazi di discrezionalità contrattuale dei gestori della rete, nonché l'affermazione del principio dello *use it or lose it*. La disponibilità per il mercato della capacità non utilizzata è infatti uno dei pochi strumenti ad oggi in grado di stimolare la competizione nonostante i due elementi principali tutt'oggi di ostacolo: la presenza delle priorità di accesso per i contratti *take or pay* di lungo periodo stipulati dalle società *incumbent*, nonché le limitazioni all'accesso ai gasdotti di interconnessione, elementi sui quali peraltro il Regolamento nulla dice.

I principi

Lo scopo del Regolamento è quello di prevedere regole non discriminatorie per le condizioni di accesso ai sistemi di trasporto di gas naturale. In particolare la Commissione Europea intende stabilire i principi armonizzati in tema di:

- tariffe di accesso;
- numero e caratteristiche dei servizi di accesso;
- contratti di trasporto;
- gestione delle congestioni contrattuali e fisiche delle reti;
- trasparenza e diffusione delle informazioni;
- sistemi di bilanciamento;
- mercato primario e secondario della capacità.

Al Regolamento sono allegati delle Linee Guida che approfondiscono i dettagli operativi in materia di servizi di accesso, meccanismi di assegnazione della capacità, diffusione delle informazioni e trasparenza.

Responsabili del rispetto del Regolamento nei singoli Stati Membri sono le Autorità di regolamentazione settoriale. Possono derogare l'applicazione i mercati isolati, quelli emergenti, Grecia e Lussemburgo (come da art. 28 della Direttiva 2003/55/CE), mentre, come già per quanto riguarda la regola del *third party access*, sono esentate le infrastrutture di interconnessione tra Stati Membri nonché i nuovi investimenti.

Le tariffe di accesso alle reti

La Direttiva 2003/55/CE aveva già introdotto una importante novità in materia di tariffe di accesso, eliminando rispetto alla prima Direttiva la possibilità di accesso negoziato e prevedendo l'obbligo in tutti gli Stati Membri di tariffe pubblicate, praticabili a tutti i clienti idonei e non discriminatorie (art. 18), approvate, almeno nelle metodologie di calcolo, dall'Autorità di regolamentazione (art. 25). Il Regolamento chiarisce ulteriormente i principi che devono essere alla base delle tariffe o delle metodologie utilizzate per calcolarle ed in particolare devono:

¹ Un destino simile è auspicabile per le recenti Linee Guida di buona condotta in materia di accesso allo stoccaggio (Cfr. Newsletter n. 79).

- essere trasparenti;
- rispecchiare i costi efficientemente sostenuti²;
- consentire un rendimento appropriato per gli investimenti;
- facilitare lo svolgimento del mercato;
- incentivare gli investimenti.

Viene citata la possibilità di ricorrere a meccanismi di mercato quali le aste, mentre è esplicitamente raccomandata la collaborazione tra le singole Autorità per favorire la convergenza tra i diversi regimi tariffari e quindi la liquidità degli scambi transfrontalieri.

I servizi di accesso per i terzi

In materia di servizi di accesso che i gestori devono offrire ai clienti, il Regolamento, nel definire i requisiti minimi necessari a non ostacolare lo sviluppo del mercato, insiste principalmente su due punti:

- la necessità che i contratti di trasporto che il gestore di rete stipula con i diversi clienti siano armonizzati (condizioni e termini contrattuali equivalenti) o in alternativa basati su un codice di rete comune;
- la necessità di un adeguato livello di flessibilità, in termini di offerta di servizi sia interrottibili che continui e di diversa durata temporale.

Le Linee Guida specificano poi ulteriormente le modalità operative di offerta dei servizi di accesso alla rete a cui i gestori dovranno conformarsi, definendo punti qualificanti, come la necessità di servizi di durata temporale anche giornaliera nonché l'obbligo entro il 1 luglio 2006 di definizione di meccanismi di prenotazione, conferma, nomination e re-nomination della capacità on-line, e quindi velocemente e facilmente accessibili, definiti anche attraverso la consultazione con i clienti stessi.

Assegnazione della capacità e gestione delle congestioni

L'elemento probabilmente più rilevante del Regolamento è la definizione, anche attraverso le Linee Guida, dei principi di valorizzazione della capacità

secondo i segnali economici nonché del principio del *use it or lose it* in caso di congestioni fisiche ma soprattutto contrattuali (quelle più frequenti) delle reti di trasporto: tale principio è messo in pratica attraverso:

- l'obbligo per il gestore della rete di mettere a disposizione la capacità non utilizzata almeno sul mercato primario del giorno prima e almeno come capacità interrottibile;
- la possibilità per i clienti di rivendere o subaffittare la capacità non utilizzata su un mercato secondario;
- una veloce diffusione delle informazioni che possono limitare o influenzare la capacità di trasporto.

Trasparenza e informazioni

Oltre ad essere richiamata in ogni specifico punto, la necessità di un adeguato livello di trasparenza e di diffusione delle informazioni, in modo da consentire ai clienti la possibilità di operare efficientemente sul mercato, occupa un ampio spazio sia nel Regolamento che nelle Linee Guida, le quali richiamano una serie di informazioni minime che i gestori delle reti dovranno obbligatoriamente mettere a disposizione, quali adeguate descrizioni dei servizi offerti, informazioni sulla qualità del gas, informazioni sui punti di ingresso e di uscita dalla rete e sulle capacità disponibili.

Regole di bilanciamento e oneri di sbilanciamento

Meno dettagliata la normativa in materia di sbilanciamento, ma non per questo meno importante: sebbene non sia imposto l'obbligo di procedure per la valorizzazione degli sbilanciamenti basate sul mercato, tuttavia viene stabilito il principio dell'aderenza ai costi, della necessità di adeguate fasce di tolleranza, della trasparenza della metodologia di calcolo, nonché la necessità dell'approvazione da parte dell'Autorità in caso di sanzioni superiori ai costi efficientemente sostenuti dall'impresa di trasporto.

² Il richiamo alla copertura limitatamente ai costi efficienti è una novità introdotta in seconda lettura, nella prima versione del Regolamento infatti si richiamava semplicemente la copertura dei costi effettivamente sostenuti.

MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

Il GME amplia i mercati gestiti e i prodotti offerti

Il GME, che organizza e gestisce la borsa elettrica italiana (Ipx), sta predisponendo l'avvio di nuovi servizi offerti agli operatori del settore elettrico: la piattaforma di scambio dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE), denominati anche "Certificati Bianchi", e il mercato a termine Bipex (*Block Italian Power Exchange*), un mercato per la negoziazione di "blocchi" di energia elettrica, ossia di contratti per la negoziazione di energia su orizzonti temporali superiori all'ora per quantitativi predefiniti. L'avvio di entrambe i mercati è previsto entro la fine del 2005, ma la piattaforma di contrattazione Bipex dovrebbe partire in via sperimentale già a settembre. Inoltre si prevede che entro il prossimo autunno la Borsa elettrica ospiterà anche lo scambio dei certificati relativi alle quote di emissione di Co2 (*Emission trading*).

Il mercato dei certificati bianchi

In un comunicato stampa congiunto del 2 maggio scorso, il GME e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas hanno reso nota la definizione delle regole di funzionamento del mercato dei TEE. Il decreto MAP del 20 luglio 2004 aveva infatti affidato al GME il compito di organizzare, entro il 31 dicembre 2004, una sede per la contrattazione dei TEE e di predisporre le regole di funzionamento del mercato d'intesa con l'Autorità.

A decorrere dal 2006, entro il 31 maggio di ciascun anno, i distributori soggetti ad obbligo¹ devono trasmettere all'Autorità i TEE relativi all'anno precedente al fine della verifica del soddisfacimento dell'obbligo. Per agevolare gli operatori nella gestione del proprio portafoglio dei TEE, il GME ha istituito e gestisce il Registro dei TEE: ad ogni operatore iscritto al Registro è assegnato ed attivato un conto proprietà dove viene registrato il numero dei TEE in possesso di ciascun operatore. Il Registro consente agli operatori di visualizzare il numero di TEE presenti sul proprio conto proprietà, nonché lo storico di tutti i movimenti (emissione, acquisto, vendita, annullamento

ecc.) eseguiti sul conto stesso e di eseguire operazioni sui conti proprietà, ad esempio registrazioni di transazioni di TEE concluse bilateralmente.

L'obiettivo del GME nell'organizzazione e nella gestione della Borsa dei Certificati Bianchi, è quello di consentire:

- l'acquisto di titoli da parte dei distributori che, attraverso i loro progetti, ottengono dei risparmi inferiori al loro obiettivo annuo e pertanto devono acquistare sul mercato i titoli mancanti per ottemperare all'obbligo;

- la vendita di titoli da parte dei distributori che raggiungono risparmi oltre l'obiettivo annuo e che dunque possono vendere sul mercato i titoli in eccesso, con conseguente beneficio economico;

- la vendita di titoli ottenuti da progetti autonomi da parte delle ESCO o da società controllate dai distributori² che, non dovendo ottemperare ad alcun obbligo, hanno la possibilità di realizzare dei profitti sul mercato.

Per partecipare al mercato regolamentato dei TEE gli operatori devono sottoscrivere un apposito contratto di adesione al mercato. E' inoltre attivo un conto in cui ogni distributore che intenda acquistare TEE sul mercato organizzato deve versare un ammontare a titolo di deposito in conto prezzo. Il deposito in conto prezzo serve da garanzia per l'acquisto dei TEE sul mercato organizzato: per i pagamenti inferiori o uguali ai depositi in conto prezzo il GME procede automaticamente al pagamento ai venditori. In caso contrario l'acquirente è tenuto a versare entro tre giorni la differenza direttamente al venditore.

La sede di contrattazione dei certificati bianchi organizzata dal GME non è ancora operativa: le disposizioni tecniche di funzionamento del mercato, che dovranno indicare le date delle sessioni di contrattazione, non sono ancora state definite, né è stato pubblicato l'elenco degli operatori ammessi al mercato. L'Autorità

¹ L'obbligo di realizzare i risparmi energetici secondo quantitativi annui prestabiliti, viene posto a carico delle aziende distributrici con non meno di 100 000 clienti finali al 31 dicembre 2001, a parità di servizio offerto, attraverso progetti che prevedono misure ed interventi di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia. Il rispetto dell'obbligo del risparmio energetico viene attestato mediante il rilascio e l'attribuzione dei TEE: ogni titolo certifica il conseguimento di risparmi di energia primaria pari a una tonnellata equivalente di petrolio (tep) ed ha durata pari ad un quinquennio. I titoli saranno emessi dal GME a partire da gennaio 2006 e la compra-vendita degli stessi potrà avvenire sia tramite contratti bilaterali che nell'apposito mercato regolamentato.

² I distributori soggetti ad obbligo possono raggiungere i propri obiettivi di risparmio energetico o con progetti realizzati direttamente o con l'acquisto dei titoli corrispondenti alle proprie necessità emessi per progetti realizzati da soggetti specializzati, come le Energy Services Companies (ESCO), o da altri distributori o società controllate dai distributori che operano nel settore dei servizi energetici.

ha invece già pubblicato un elenco di società di servizi energetici accreditate per l'utilizzo del sistema di efficienza energetica³.

La piattaforma di scambio dei TEE

I partecipanti ammessi al mercato dei TEE come acquirenti e come venditori sono i soggetti ad obbligo, le ESCO e le società controllate dai distributori. Le sessioni di contrattazione avranno luogo almeno una volta alla settimana da febbraio a maggio di ogni anno e almeno una volta al mese nei mesi restanti: ciò in quanto il mercato chiude il 31 maggio dell'anno successivo a quello di riferimento.

La forma organizzativa scelta per le negoziazioni sul mercato organizzato dei TEE, analogamente a quanto disposto per la piattaforma di scambio dei Certificati Verdi (attiva dal 2003), è l'asta continua⁴: questo meccanismo prevede che in ogni sessione del mercato gli operatori immettano nel sistema offerte di acquisto e di vendita con continuità e che le proposte siano trasformate in contratti non appena diventano eseguibili. Durante la sessione di contrattazione il sistema abbina in modo automatico le proposte sulla base delle condizioni contrattuali delle stesse. Questa tecnica comporta quindi la formazione di prezzi multipli: il prezzo dei titoli si determina ogni volta in cui è possibile un incrocio di ordini di acquisto e di vendita presenti sul mercato.

Il meccanismo di asta continua consente un'elevata interazione tra i partecipanti all'asta, i quali, osservando la formazione continua dei prezzi, possono reagire con tempestività alla evoluzione del mercato. Lo svantaggio principale di questo meccanismo di asta è il fatto che non si ha un unico prezzo che soddisfa la domanda e l'offerta, ma una pluralità di prezzi che si formano in via continuativa man mano che le offerte degli operatori vengono eseguite. Questo elemento può essere sfavorevole per il mercato poiché i prezzi che si determinano per ogni titolo possono subire delle fluttuazioni a seconda dell'evoluzione dei

flussi di domanda e offerta, mentre la fissazione di un unico prezzo in grado di soddisfare la domanda e l'offerta determina una maggiore qualità del prezzo stesso, poiché questo permette di assegnare ai titoli un valore maggiormente rappresentativo delle reali condizioni della domanda e dell'offerta. Nello specifico, sul mercato dei Certificati bianchi organizzato dal GME, le proposte degli operatori esprimono la volontà di acquistare o vendere l'ammontare specificato di TEE al prezzo offerto. Le proposte di acquisto e di vendita possono essere con limite di prezzo (*limit orders*) o senza limite di prezzo (*market orders*)⁵: le offerte con limite di prezzo rappresentano per gli acquirenti il limite massimo di prezzo che sono disposti a pagare e per i venditori il prezzo minimo che sono disposti a ricevere.

Il GME organizza un *book* di negoziazione diverso per ogni tipologia di TEE⁶. In ogni *book* le proposte di acquisto e di vendita sono ordinate secondo priorità di prezzo (decrescente per la domanda e crescente per l'offerta) e a parità di prezzo secondo l'ordine temporale di ricevimento. Durante la sessione di contrattazione l'abbinamento delle proposte avviene in ogni momento secondo i seguenti criteri:

- l'immissione di una proposta di acquisto con limite di prezzo determina l'abbinamento automatico con una o più proposte di vendita aventi prezzo inferiore o uguale a quello della proposta immessa, a partire dalla migliore offerta di vendita presente sul *book* (ossia quella col prezzo più basso o senza limite di prezzo);

- l'immissione di una proposta di acquisto senza limite di prezzo determina l'abbinamento automatico con una o più proposte di vendita, aventi prezzo pari al migliore prezzo di vendita presente sul *book* al momento dell'immissione dell'ordine (ossia quello più basso).

L'abbinamento delle proposte di vendita con e senza limite di prezzo avviene in maniera speculare a quanto previsto per le proposte di acquisto. Il prezzo della transazione derivante da ogni abbinamento è pari al prezzo

³ Le società di servizi energetici e le società controllate che intendono richiedere la verifica e certificazione dei risparmi energetici ottenuti attraverso progetti realizzati presso i consumatori finali, ai fini della successiva emissione dei TEE, devono in via preliminare accreditarsi presso l'Autorità, la quale ne verifica la rispondenza ai requisiti di società operanti nel settore dei servizi energetici previsti dalle Linee guida (delibera n.103/03). Le società di distribuzione invece sono automaticamente accreditate al sistema di efficienza energetica.

⁴ Nell'ambito dei mercati finanziari regolamentati italiani l'asta continua viene usata durante la fase di negoziazione continua del Mercato telematico azionario (MTA) e in quella del Mercato telematico delle obbligazioni e dei titoli di Stato.

⁵ Le proposte di acquisto o di vendita senza limite di prezzo sono accettate solo nel caso in cui nel *book* di negoziazione siano già presenti proposte rispettivamente di vendita o di acquisto con limite di prezzo. La ragione di questa disposizione risiede nel fatto che l'abbinamento di due proposte senza limite di prezzo renderebbe impossibile stabilire il prezzo della transazione.

⁶ L'Autorità ha definito tre tipologie di TEE, a seconda che il risparmio energetico avvenga attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica (Tipo I), di gas naturale (Tipo II) o attraverso altri interventi (Tipo III). In ogni caso il valore di ogni titolo è pari ad un tep (tonnellata equivalente di petrolio).

della proposta avente priorità temporale superiore, ossia quella già presente sul *book* al momento dell'immissione dell'offerta. Ne consegue che la negoziazione viene stipulata non al prezzo limite della proposta immessa, ma alle migliori condizioni presenti sul mercato, ossia al prezzo della miglior proposta presente sul lato opposto del mercato. Il limite di prezzo della proposta immessa per seconda rappresenta quindi solo una condizione di eseguibilità.

Questo meccanismo di fissazione del prezzo determina il seguente comportamento degli operatori:

- nel caso in cui l'operatore accetti il prezzo di negoziazione presente sul lato opposto del mercato, relativamente alla quantità che intende negoziare, allora immetterà una proposta senza limite di prezzo;

- se invece l'operatore desidera condizioni economiche più vantaggiose rispetto a quelle presenti sul *book*, allora immetterà un ordine con limite di prezzo che verrà eseguito nel caso in cui si verificheranno le condizioni di prezzo richieste.

In definitiva si nota che le proposte con limite di prezzo offrono la possibilità di approfittare dell'andamento del mercato nel caso in cui si verifichino le condizioni di prezzo desiderate, a fronte di un rischio di non esecuzione, mentre le proposte senza limite di prezzo hanno esecuzione certa e sono quindi adatte nel caso in cui l'operatore sia interessato all'immediatezza della transazione.

La regola di fissazione del prezzo adottata in questo mercato sostanzialmente è molto simile al *pay-as-bid*⁷ poiché anche se il prezzo della transazione non è pari a quello dell'offerta immessa nel *book*, bensì a quello dell'offerta cui la proposta viene abbinata, l'operatore nell'immettere la proposta è a conoscenza dei prezzi delle proposte presenti sul lato opposto del mercato e quindi sostanzialmente le "accetta".

Gli operatori possono modificare le proposte di negoziazione che non siano state soggette ad abbinamento automatico per l'intera quantità. Nel caso di proposte accettate solo in parte la modificazione è possibile solo per la parte residua. Non è consentito il ricorso all'esecuzione mediante *cross order*, ossia l'abbinamento "in casa" da parte del medesimo soggetto negoziatore di due proposte di segno contrario abbinabili tra loro.

Le proposte di acquisto e di vendita presentate dagli operatori sono soggette ad alcune verifiche prima

di essere trasmesse sulla piattaforma del mercato. In particolare ogni operatore può presentare offerte di vendita di TEE per quantitativi non superiori al numero di titoli presenti nel conto di proprietà dell'operatore stesso nell'ambito del Registro dei TEE tenuto dal GME. Inoltre ogni operatore può acquistare al massimo un numero di TEE pari al deposito in conto prezzo diviso per il prezzo convenzionale indicato dal GME. Le proposte di acquisto e vendita che non soddisfano queste condizioni sono respinte dal sistema.

Avvio del mercato Bipex

Il 5 luglio scorso il GME ha annunciato l'avvio entro l'anno del mercato Bipex, il nuovo mercato organizzato del GME per la contrattazione a termine di blocchi di energia elettrica. La piattaforma Bipex permetterà agli operatori di negoziare quantità predefinite di energia con consegna fisica dilazionata. E' importante notare che i contratti negoziati sul Bipex saranno caratterizzati dall'obbligo di consegna fisica dell'energia sottostante, pertanto questi non saranno assimilabili ai prodotti finanziari basati sull'energia scambiati nei mercati esteri più maturi. Tuttavia l'organizzazione di contratti a termine standardizzati, che offrano efficaci coperture dal rischio prezzo e quantità, potrebbe costituire un primo passo verso l'introduzione di strumenti finanziari aventi come sottostante il prezzo dell'energia elettrica. Inoltre il GME sottolinea che il nuovo mercato a termine "permetterà agli operatori di elaborare strategie di acquisto maggiormente reattive al prezzo facilitando la partecipazione attiva della domanda in borsa" e che favorirà l'accesso di un numero maggiore di operatori, agevolandoli nella definizione dei programmi di immissione/prelievo di energia elettrica.

La disciplina del mercato

Secondo il progetto di avvio del mercato approvato dal GME il 3 maggio scorso, il Bipex si configura come un sistema multilaterale di negoziazione di contratti standardizzati per lo scambio di energia elettrica: ogni operatore potrà negoziare un numero di contratti pari o multiplo del contratto standard (rappresentativo di 1 MWh per ogni ora del periodo di consegna o *delivery period* del contratto). Il mercato dovrà essere articolato in 4 fasi:

1. il *trading period*, in cui gli operatori potranno acquistare e vendere i contratti standardizzati o modificare le posizioni assunte sul mercato;

2. la *nomination*, in cui gli operatori dovranno assegnare

⁷ Il meccanismo del *pay-as-bid* prevede che ogni operatore la cui offerta è stata accettata ottenga un prezzo pari alla proposta da lui stesso presentata, mentre la regola di prezzo uniforme prevede che tutte le offerte accettate nell'ambito di una sessione di mercato ricevano il medesimo prezzo.

i saldi fisici orari risultanti dalle negoziazioni alle unità di immissione/prelievo nella propria disponibilità;

3. il *delivery period* in cui gli operatori dovranno immettere/prelevare energia elettrica sulla base degli impegni risultanti dal Bipex, dalla Piattaforma dei Bilaterali e dall'Ipex;

4. la fatturazione e regolazione, che avverrà all'inizio del mese successivo a quello di fornitura.

Per predisporre la Disciplina di riferimento del futuro mercato, il GME ha avviato un primo processo di consultazione presso gli operatori di mercato, che si è concluso lo scorso primo luglio. La consultazione aveva come scopo la raccolta di suggerimenti in merito ai seguenti aspetti:

- Tipologia e *delivery period* dei contratti da ammettere alle negoziazioni sul mercato Bipex: il GME intende introdurre, in una prima fase, contratti del tipo *baseload*, *peakload* e *offpeak* con *delivery period* pari al giorno, alla settimana ed al mese, rinviando alla fine del primo semestre del 2006 la trattazione di contratti trimestrali ed annuali. La futura introduzione di contratti con periodi di consegna più estesi allineerà le scelte strategiche del mercato a termine italiano a quelle degli altri mercati europei, quali POWERNEXT Futures e ENDEX Futures, dove sono negoziati contratti mensili, trimestrali ed annuali con consegna fisica del sottostante. In merito alla tipologia dei contratti da negoziare, la scelta di prevedere la trattazione dei soli contratti di tipo *baseload*, *peakload* e *offpeak* e non anche di contratti con blocchi orari differenti, è dovuta alla necessità di assicurare un'adeguata liquidità per ciascuna tipologia di contratto. I mercati europei sopra citati, sui quali sono negoziati esclusivamente contratti del tipo *baseload* e *peakload*, hanno attuato la medesima scelta.

- Durata del *trading period*: il GME propone una durata del *trading period* più elevata quanto maggiore è l'estensione del *delivery period*. In particolare si propone l'avvio del *trading period* a partire dal 15° giorno di calendario precedente il giorno di consegna per i contratti giornalieri; a partire dalla quarta settimana precedente il primo giorno del periodo consegna per i contratti settimanali; a partire dal terzo mese precedente il primo giorno del periodo consegna per i contratti mensili.

- Orario di apertura e di chiusura della sessione di mercato: il GME propone l'apertura della sessione giornaliera alle ore 09:00 e la chiusura alle ore 13:00, con sessioni di mercato che si svolgeranno esclusivamente nei giorni feriali.

- Ripartizione tra ore di "picco" ed ore "fuori picco": nella proposta sono state considerate ore di "picco" le ore ricomprese nell'intervallo temporale che intercorre tra le 07:00 e le 22:00; viceversa sono considerate ore di "fuori picco" quelle ricomprese negli intervalli 00:00 – 07:00 e 22:00 – 24:00.

- Tempistica di comunicazione dell'allocazione dei saldi rivenienti dal *trading period*: terminata la fase di *trading*, ciascun operatore deve allocare il saldo fisico risultante dalla negoziazione sulle unità di immissione/prelievo nella propria disponibilità dandone comunicazione al GME. Tale comunicazione dovrà essere effettuata anticipatamente e il GME propone che non si vada oltre i 10 giorni precedenti il giorno di flusso.

Analogamente al sistema di garanzia previsto per l'Ipex, anche su Bipex il GME assumerà il ruolo di controparte centrale delle negoziazioni assumendosi il rischio di controparte; le obbligazioni assunte dagli operatori dovranno essere garantite mediante fideiussioni e/o depositi in contante, in modo analogo a quanto predisposto per l'Ipex. L'operatore potrà presentare una sola fideiussione a garanzia sia dell'operatività su Ipex che su Bipex, indicando la quota parte dell'ammontare da destinare ad ognuno dei due mercati.

La piattaforma di scambio

Secondo quanto proposto dal GME, i partecipanti ammessi al mercato saranno gli utenti del servizio di dispacciamento oppure operatori da questi delegati; per ogni operatore ammesso al mercato viene determinato un saldo fisico (immissione/prelievo) ed un saldo economico. Il sistema di negoziazione prevedrà tanti *book* quante sono le tipologie contrattuali negoziabili, caratterizzate da diverse tipologie e *delivery period*. La forma organizzativa scelta per le negoziazioni sul mercato Bipex è analoga a quella prevista per la piattaforma di scambio dei TEE, descritta in precedenza.

Gli operatori potranno acquistare o vendere contratti standardizzati con *delivery period* differente, al fine di ridurre o aumentare gli obblighi di consegna o di ritiro mediante operazioni dello stesso segno o di segno opposto sullo stesso contratto o su tipologie contrattuali diverse. Inoltre essi potranno registrare sul mercato Bipex contratti bilaterali conclusi OTC, per garantire i contratti dal rischio controparte o per compensare i programmi derivanti dall'operatività di mercato con quelli risultanti dall'attività di negoziazione OTC.

Continua l'aumento dei prezzi di borsa

Nel periodo 1-18 luglio i prezzi Ipx hanno mostrato un deciso aumento: il valore medio ponderato per il fabbisogno si colloca intorno ai 70 euro/MWh, in crescita rispetto al valore medio di giugno di circa 10 euro/MWh (+19%). A seguito di questa crescita, il prezzo medio nel periodo in esame ha raggiunto il valore più alto dalla partenza della borsa. La domanda invece ha registrato un modesto incremento: il fabbisogno medio orario dei primi 18 giorni del mese di luglio è risultato in aumento rispetto a quello di giugno del 3% circa.

I prezzi Ipx nel periodo in esame sono superiori rispetto a quelli registrati nel medesimo periodo dell'anno scorso, con un differenziale del valore medio ponderato per il fabbisogno circa pari a 8 euro/MWh, a fronte di un aumento del fabbisogno del 2%. In particolare si rileva che i prezzi sono aumentati rispetto a quelli dell'anno scorso nelle ore di *peakload* mentre sono diminuiti nelle ore notturne dei giorni feriali ed in quelle dei giorni festivi.

Dall'analisi disaggregata a livello settimanale si nota una progressiva crescita dei prezzi avvenuta nel corso mese di luglio, che ha portato il prezzo medio settimanale ponderato per il fabbisogno a raggiungere nella settimana compresa tra l'11 e il 17 luglio i 73 euro/MWh, ossia il valore più elevato tra quelli registrati nel 2005, escludendo le settimane di gennaio oggetto dell'indagine Antitrust. La crescita dei prezzi non è però stata affiancata da un corrispondente aumento della domanda, che è invece diminuita nel corso delle settimane. In particolare si nota che il prezzo medio ponderato della settimana compresa tra l'11 e il 17 luglio, in cui si è registrato un fabbisogno medio orario pari a 37.30 GWh, è superiore di 2.5 euro/MWh rispetto a quello della settimana compresa tra il 27 giugno e il 3 luglio, in cui il fabbisogno medio è risultato pari a 38.37 GWh.

L'incremento dei prezzi ha interessato tutte le ore, ma è stato più accentuato nelle ore di *peakload*, che da 77.20 euro/MWh nel mese di giugno passano a 99.21 euro/MWh nei primi diciotto giorni di luglio (+29%) e più modesto nelle ore notturne e festive (+7% circa); tale andamento è stato registrato anche a livello zonale. In particolare nella zona Nord si sono osservati tassi di incremento superiori alla media nazionale che hanno portato il prezzo medio ad un livello prossimo a quello delle altre zone. Ne consegue che nel periodo in esame i prezzi zionali sono risultati piuttosto omogenei lungo il territorio nazionale, contrariamente a quanto avvenuto nei mesi di maggio e giugno in cui le differenze di prezzo erano più marcate.

Nel mese di luglio i prezzi in media aritmetica

delle principali borse elettriche europee continuano a salire, collocandosi su livelli molto elevati: le quotazioni dell'energia elettrica hanno registrato valori intorno ai 48-49 euro, a fronte di quotazioni intorno ai 30 euro/MWh nell'analogo periodo dell'anno scorso.

Di seguito l'analisi dell'andamento dei prezzi e dei volumi sul MGP nei mesi di aprile e maggio, cui segue un confronto con l'andamento degli altri mercati europei.

Prezzi Ipx in ulteriore aumento

In **tabella 1** sono riportati i confronti tra i prezzi sul MGP di giugno, i prezzi medi del periodo 1-18 luglio e il PGN dei due periodi: il valore del MWh in Borsa è in deciso aumento, con la media ponderata per il fabbisogno che passa da 59.66 a 70.18 euro/MWh (+18.6%). La crescita dei prezzi è avvenuta in modo ancora più deciso rispetto all'incremento registrato nel mese di giugno, portandosi sui valori mensili più elevati mai registrati dalla partenza della borsa. In particolare è da sottolineare che il prezzo medio ponderato del periodo in esame risulta superiore di circa 4 euro/MWh rispetto al prezzo registrato nel febbraio 2005, in cui la domanda si era collocata su un livello superiore.

Anche nei primi 18 giorni del mese di luglio, come avvenuto nei mesi di maggio e di giugno, il prezzo Ipx è risultato inferiore rispetto al PGN, con un differenziale in media ponderata per i fabbisogni pari a 3.4 euro/MWh.

La **figura 1** mostra invece i valori del prezzo medio settimanale ponderato per il fabbisogno: si osserva che nel mese di luglio i prezzi hanno seguito un trend crescente, passando dai 70.50 euro/MWh nella settimana dal 27 giugno al 3 luglio ad un valore prossimo ai 73 euro/MWh nella settimana dall'11 al 17 luglio. Il fabbisogno è invece diminuito nel corso delle settimane. In particolare si nota che il prezzo medio ponderato registrato nella settimana dall'11 al 17 luglio è decisamente superiore rispetto a quello di periodi caratterizzati da valori di domanda simili

Tabella 1 - Prezzi medi
(euro/MWh)

	Ipx 2005		PGN	
	giu.	lug. *	giu.	lug. *
media aritmetica	54.81	63.83	64.59	68.57
media ponderata sul				
fabbisogno totale	59.66	70.18	70.07	73.61
media ponderata su				
volumi di borsa	59.25	69.71	69.43	73.14

* primi 18 giorni

Fonte: dati Ipx, AEEG ed elaborazioni ref.

o superiori, come per esempio le settimane dal 24 al 30 gennaio, dal 14 al 20 febbraio, dal 21 al 27 febbraio.

L'elevato costo dell'elettricità registrato sull'Ipex nel periodo considerato può essere in parte addebitato:

1. all'aumento del costo dei combustibili, che fino ad ora non aveva influenzato i prezzi Ipex. Infatti, sebbene gli aumenti di prezzo dei combustibili non si scarichino immediatamente sui costi di produzione¹, è possibile che i prezzi Ipex incorporino le aspettative di aumento di tali costi e reagiscano quindi anticipatamente rispetto agli incrementi previsti. Inoltre è da considerare il fatto che gli *strike* dei contratti differenziali firmati dall'AU reagiscono senza *lag* temporali agli aumenti del prezzo dei combustibili: l'aumento del costo dei carburanti ha quindi alzato il livello di prezzo oltre il quale i produttori devono risarcire l'AU, e potrebbe aver indotto gli operatori stessi a formulare offerte a prezzi più elevati;

2. al deciso incremento dei prezzi dei certificati relativi alle quote di emissione di Co2 sui mercati europei.

In ogni caso è da considerare che l'incremento degli *strike* dei contratti differenziali firmati dall'AU e l'aumento dei prezzi Ipex spingono al rialzo i costi di acquisto dell'AU, e potrebbero quindi determinare un costo medio di acquisto dell'AU per il 2005 decisamente superiore ai costi che avrebbe sostenuto nel vecchio regime amministrato².

La **figura 2** presenta i valori orari dei prezzi registrati sull'Ipex ed il valore di fabbisogno cui ogni prezzo è

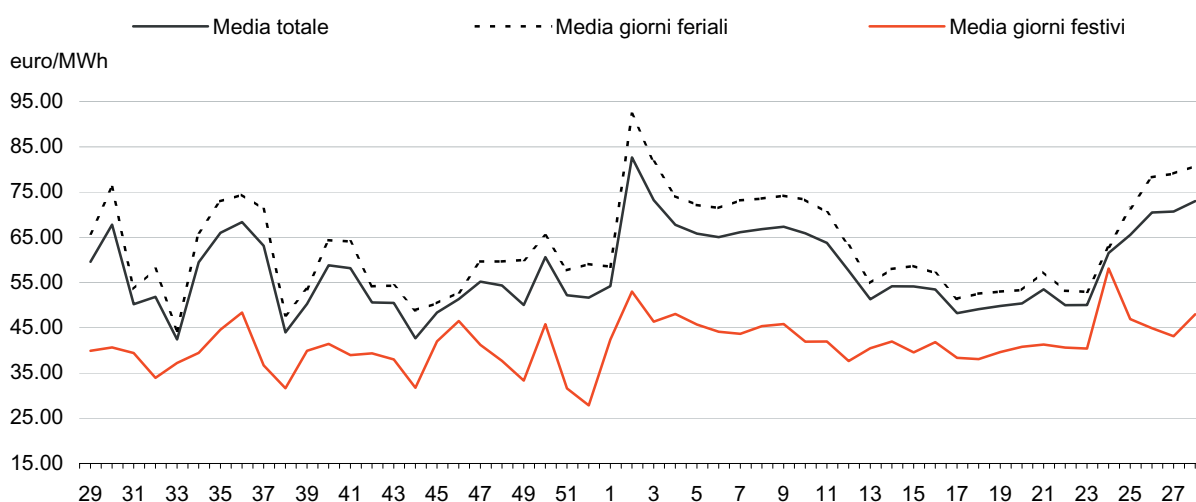
associato (i valori del mese di luglio sono rappresentati in rosso): nel periodo 1-18 luglio circa l'88% della variabilità dei prezzi è spiegato dall'andamento della domanda.

Nella **tabella 2** si osserva che il fabbisogno medio orario nazionale per il periodo 1-18 luglio, pari a 37 GWh, è superiore rispetto a quello previsto per il mese di giugno (+2.9%). Passando all'articolazione zonale si nota che l'aumento del fabbisogno stimato tra i mesi di giugno e luglio è particolarmente accentuato per le zone Calabria (+17%) e Sicilia (+12%), e più modesto nelle altre zone in cui il tasso di incremento della domanda è risultato simile alla media nazionale, mentre nella zona Centro Sud il fabbisogno stimato è diminuito tra i due mesi (-3.8%).

Passando all'articolazione per fascia (**tabella 3** e **tabella 4**), a luglio si osserva un aumento dei prezzi rispetto a giugno in tutte le ore, ad eccezione delle ore di F3, in cui il prezzo medio ponderato per il fabbisogno è diminuito

Tabella 2 - Fabbisogno medio zonale (MW) Media aritmetica		
	giu.	lug. *
Nord	19 700	20 185
Centro Nord	4 067	4 175
Centro Sud	3 964	3 815
Sud	4 500	4 722
Calabria	366	429
Sicilia	2 010	2 246
Sardegna	1 361	1 424
Italia	35 967	36 996
* primi 18 giorni		
Fonte: dati Ipex		

Figura 1 - Prezzi medi settimanali, ponderati per il fabbisogno 19/07/2004 - 17/07/2005



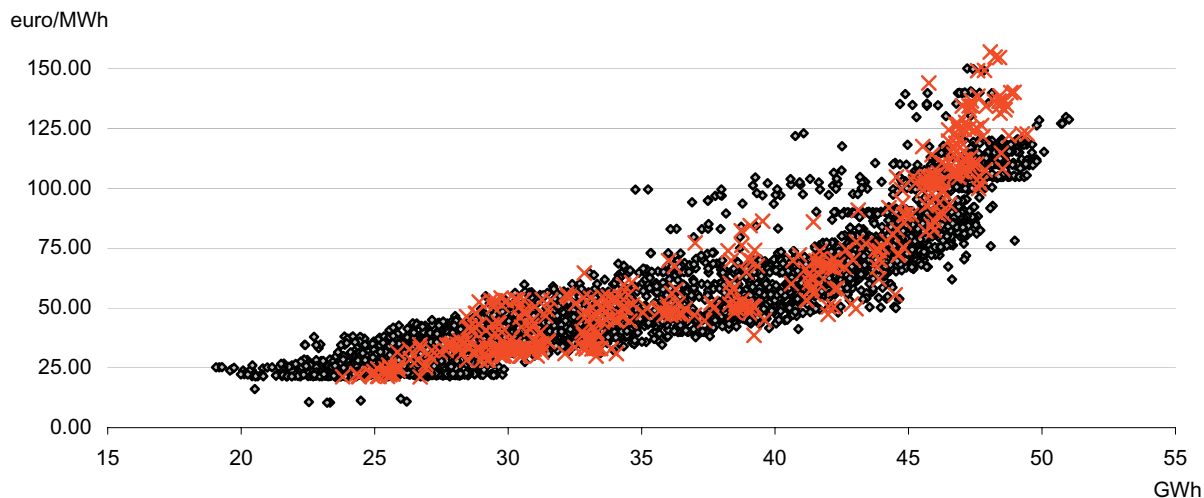
Fonte: Ipex

¹ Le imprese di generazione tipicamente acquistano i combustibili con prezzi indicizzati caratterizzati da *lag* molto lunghi, oppure a prezzo bloccato per scadenze temporali fino ad un anno.

² Per la stima del costo medio dell'AU per il 2005 nel caso di incremento dei prezzi *strike* si rimanda al n.5 del *Previsivo ref.*

Figura 2 - Correlazione prezzi-fabbisogno

In rosso i dati dall'1 al 18 luglio 2005, in nero i dati del periodo gennaio 2005 - giugno 2005



Fonte: IpeX

passando da 40.40 a 35.33 euro/MWh (-13%), in ragione di una diminuzione della domanda del 5%. L'incremento dei prezzi è stato particolarmente accentuato nelle ore di F1 (+26%) e di F2 (+17%), e più modesto nelle ore di F4 (+5%), nonostante il fabbisogno sia cresciuto ad un tasso piuttosto omogeneo nelle diverse fasce orarie (intorno al 3%). Considerato che nel periodo in esame alle diverse fasce orarie corrispondono valori di fabbisogno via via più elevati, ne deriva che la reazione dei prezzi di borsa rispetto alle variazioni della domanda è stata tanto più accentuata quanto più la stessa si colloca su valori elevati. In particolare l'elevato aumento registrato dai prezzi nelle ore di F1 e di F2 del mese di luglio non sembra essere

coerente rispetto al modesto incremento del fabbisogno nelle medesime ore.

Analoghe considerazioni possono essere effettuate osservando i dati illustrati in **tabella 5** in cui si nota un deciso aumento del valore in media aritmetica dei prezzi nelle ore di *peakload*, che da 77.20 euro/MWh nel mese di giugno passano a 99.21 euro/MWh nei primi diciotto giorni di luglio (+29%) a fronte di un contenuto aumento del fabbisogno nelle medesime ore (+5%), mentre nelle ore notturne e festive, in cui si rileva una crescita della domanda prossima al 4%, il valore medio dei prezzi è in aumento del 7% circa.

Tabella 3 - Prezzi medi per fascia
(euro/MWh)

	Media pond. sul fabbisogno		Media pond. sui volumi borsa	
	giu.	lug. *	giu.	lug. *
F1	93.17	117.68	93.37	117.78
F2	66.99	78.65	67.20	78.81
F3	40.40	35.33	40.38	35.32
F4	40.19	42.24	40.07	42.07

* primi 18 giorni

Fonte: dati IpeX, AEEG

Tabella 4 - Variabilità dei prezzi per fascia
(euro/MWh)

	Coeff di variazione, %**		Prezzo massimo		Prezzo minimo	
	giu.	lug. *	giu.	lug. *	giu.	lug. *
F1	28.68	26.53	129.83	162.01	49.65	72.01
F2	31.73	31.67	112.53	144.03	39.29	38.60
F3	21.59	16.72	66.45	46.69	27.42	29.87
F4	24.51	28.01	84.19	86.31	21.40	21.20

* primi 18 giorni

** il coefficiente di variazione è pari al rapporto tra la deviazione standard e la media

Fonte: dati IpeX

Tabella 5 - Prezzi medi per giorni della settimana
(euro/MWh)

	Media aritmetica		Deviazione standard		Coeff di variazione, %**	
	giu.	lug. *	giu.	lug. *	giu.	lug. *
Feriale	59.81	73.77	27.48	37.11	129.83	162.01
Feriale peakload ⁽¹⁾	77.20	99.21	22.23	27.03	21.40	21.20
Feriale off-peak ⁽¹⁾	35.46	38.15	10.17	10.12	45.94	50.30
Festivo	41.06	43.95	13.03	13.92	28.79	27.25

* primi 18 giorni

** il coefficiente di variazione è pari al rapporto tra la deviazione standard e la media

⁽¹⁾ Si considerano peakload i prezzi di Borsa dei giorni feriali tra le ore 8 e le ore 22, off-peak i prezzi nelle restanti ore

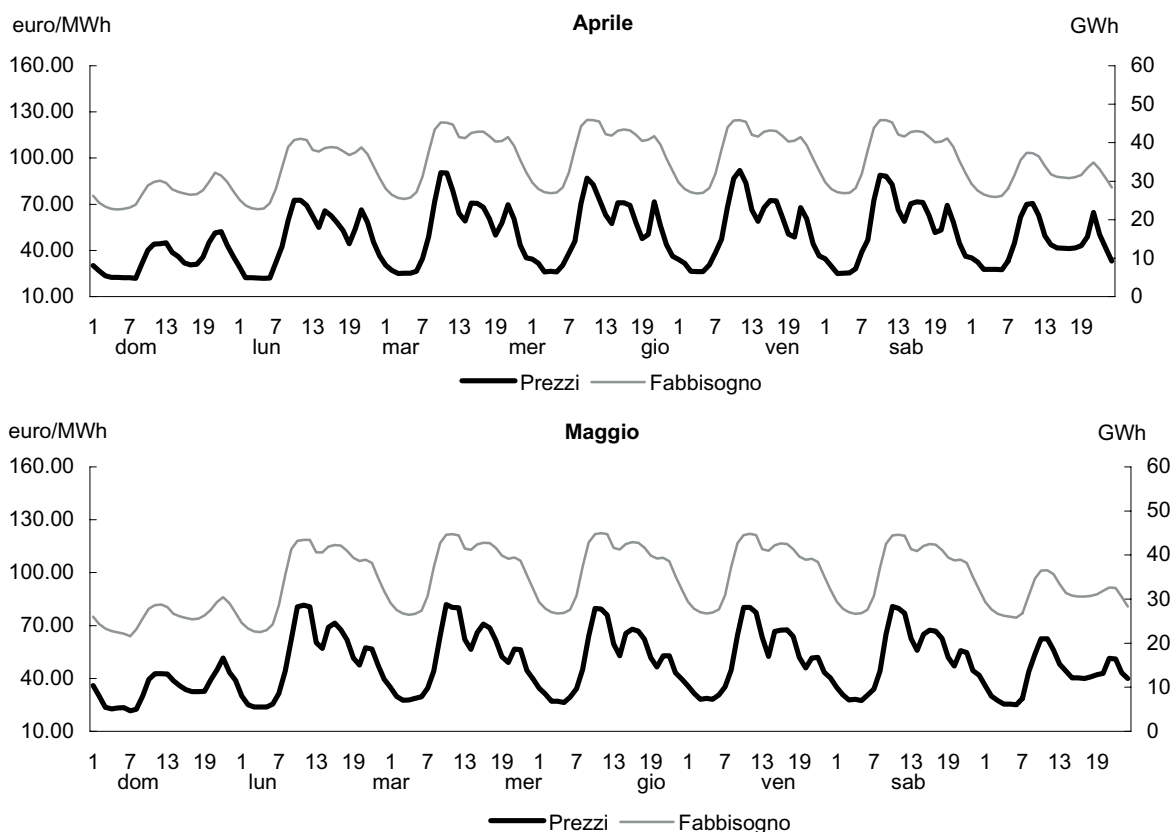
Fonte: dati Ipx, AEEG

Per quanto riguarda il profilo di prelievo, nei primi diciotto giorni del mese di luglio si conferma quanto registrato nei mesi scorsi. Si osservano infatti tre fasce di alto carico: quella del mattino (dalle 9 alle 12), che risulta la fascia di fabbisogno più elevata, quella del pomeriggio (dalle 15 alle 17) e quella serale (corrispondente alle 21) (**figure 3 e 4**).

Prezzi zonali: si attenua il divario tra la zona Nord e le altre zone

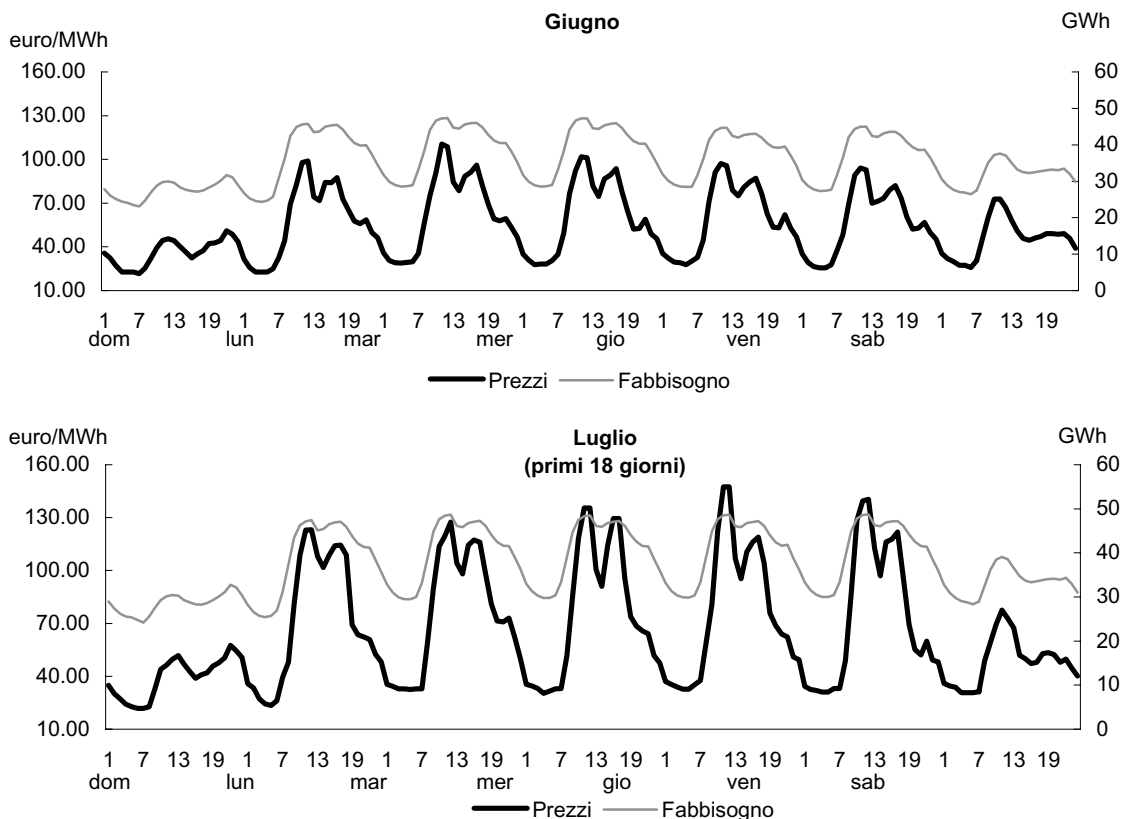
Nella **tabella 6** si osserva che a luglio i prezzi medi sono aumentati rispetto al mese di giugno in tutte le zone. L'aumento più elevato rispetto al mese precedente si è avuto nella zona Nord (+20%) in cui si è registrato un prezzo medio ponderato per il fabbisogno intorno ai 70 euro/MWh. L'elevato incremento dei prezzi registrato nella

Figura 3 - Andamento del fabbisogno e dei prezzi dell'elettricità sull'Ipx (dati medi)



Fonte: dati Ipx

Figura 4 - Andamento del fabbisogno e dei prezzi dell'elettricità sull'Ipex (dati medi)



Fonte: dati Ipex

zona Nord ha portato il prezzo della medesima zona ad un livello pari a quello delle zone Sud, Calabria e Sicilia. Leggermente superiore il livello dei prezzi registrato nelle zone Centro Nord (71.84 euro/MWh) e Centro Sud (71.30 euro MWh), mentre la Sardegna risulta la zona più economica del paese, con un prezzo medio ponderato per il fabbisogno inferiore di 2.50 euro/MWh rispetto al PUN. Ne deriva che nel periodo in esame i prezzi zionali sono risultati piuttosto omogenei lungo il territorio nazionale, contrariamente a quanto avvenuto nei mesi di maggio e giugno in cui le differenze di prezzo erano più marcate, ma comunque inferiori rispetto quelle attese sulla base del costo dei CCC³. La mancata differenziazione dei prezzi zionali nel mese di luglio, e la modesta differenziazione degli stessi nei mesi di maggio e giugno, potrebbe essere dovuta ai ritardi nell'entrata in funzione, rispetto a quanto previsto ex-ante, di alcuni impianti del Nord (Tavazzano, Mantova) che avrebbero dovuto incrementare il livello di

competizione nella zona. A seguito della dinamica assunta dai prezzi zionali, nel periodo 1-18 luglio si è assistito una diminuzione del costo di congestione per i bilateralisti con immissione nella zona Nord di circa 1 euro/MWh rispetto a quello osservato a giugno, e ad una diminuzione di pari valore della rendita da congestione nelle altre zone (tabella 7).

Dai dati in tabella 8 si nota che i prezzi della zona Nord sono cresciuti ad un tasso superiore a quello medio nazionale sia nelle ore di *peakload* (+31%) che in quelle notturne dei giorni feriali (+8%), così come nelle ore dei giorni festivi (+12%), mentre l'incremento dei prezzi nelle altre zone è stato inferiore al dato medio nazionale, e piuttosto omogeneo lungo il territorio (25% circa nelle ore di *peakload*, 7% nelle ore notturne, 5% nelle ore dei giorni festivi).

³ Nel mese di giugno il prezzo medio registrato nella zona Nord è risultato inferiore al PUN di quasi 2 euro/MWh, mentre il costo di acquisto dei CCC mensili per la zona Nord nel mese di giugno è stato pari a 3.3 euro/MWh.

Tabella 6 - Prezzi zonalì (euro/MWh)	Media ponderata*		Media aritmetica	
	giu.	lug. *	giu.	lug. *
	Nord	58.09	69.97	52.75
Centro Nord	62.34	71.84	56.84	64.82
Centro Sud	61.28	71.30	57.03	65.04
Sud	61.32	69.87	57.03	65.04
Calabria	60.98	69.44	56.98	65.04
Sicilia	62.85	69.51	58.88	65.16
Sardegna	59.12	67.67	57.02	64.88

* media ponderata per i fabbisogni zonalì
 ** primi 18 giorni
 Fonte: dati Ipx

Tabella 7 - Costi medi zonalì di congestione (euro/MWh) Media aritmetica	giu.	lug. *
Nord	2.06	1.00
Centro Nord	-2.03	-0.99
Centro Sud	-2.23	-1.21
Sud	-2.23	-1.21
Calabria	-2.17	-1.21
Sicilia	-4.08	-1.33
Sardegna	-2.21	-1.05

* primi 18 giorni
 Fonte: dati Ipx

Quantità MGP in diminuzione

Nella **tabella 9** si nota che la liquidità di borsa, ossia la quota delle quantità scambiate nella borsa elettrica rispetto alle quantità complessive, tra i primi diciotto giorni di luglio ed il mese di giugno è complessivamente diminuita, nonostante l'incremento del fabbisogno nazionale medio orario previsto dal GRTN tra i due periodi (+3%), attestandosi su valori compresi tra il 58% ed il 62%. In particolare nel mese di luglio la liquidità ha subito una diminuzione nelle ore di F3 (-4%) ed F4 (-1%), mentre è rimasta costante nelle ore di F1 e di F2. Da notare come questo risultato sia in controtendenza rispetto ai mesi precedenti in cui ad un aumento della domanda

nazionale faceva seguito un contestuale aumento della liquidità. Per spiegare questo risultato si può ipotizzare che l'incremento del fabbisogno si sia riflesso in maggiori acquisti sulla borsa solo da parte dell'AU, mentre il mercato vincolato ha diminuito i propri acquisti sull'Ipx rispetto al mese precedente.

Le Borse europee: prezzi ancora in salita a luglio

Nel periodo 1-18 luglio i prezzi in media aritmetica delle principali borse elettriche europee continuano a risalire, dopo l'incremento subito nel mese di giugno, collocandosi su valori molto elevati: a seguito di tale dinamica si è registrato un valore medio del MWh quotato in borsa intorno ai 48-49 euro, con un differenziale rispetto al mese di giugno di circa 1-2 euro, mentre nell'analogo periodo dell'anno scorso le quotazioni dell'energia elettrica sulle borse europee si collocavano intorno ai 30 euro/MWh. La borsa spagnola (Omel) ha invece registrato un prezzo medio intorno ai 63 euro/MWh mentre quella scandinava (Nordpool) continua a mostrare il prezzo medio più basso tra le borse europee (circa 30 euro/MWh), con un differenziale rispetto al mese precedente di quasi 3 euro/MWh. Gli aumenti di prezzo registrati nelle borse europee nel mese di luglio sono comunque più contenuti di quello

Tabella 8 - Prezzi zonalì per giorni della settimana (euro/MWh) Media aritmetica	Feriale		Peakload		Off-peak		Festivo	
	giu.	lug. *	giu.	lug. *	giu.	lug. *	giu.	lug. *
	Nord	57.98	72.73	74.38	97.56	35.01	37.98	38.36
Centro Nord	62.20	75.25	80.87	101.49	36.08	38.53	42.09	43.94
Centro Sud	62.29	75.25	80.98	101.49	36.12	38.53	42.58	44.61
Sud	62.29	75.25	80.98	101.49	36.12	38.53	42.58	44.61
Calabria	62.22	75.25	80.86	101.49	36.12	38.53	42.58	44.61
Sicilia	61.05	73.79	79.69	100.01	34.97	37.07	52.92	47.92
Sardegna	62.20	74.96	80.60	100.82	36.44	38.76	42.78	44.74

* primi 18 giorni
 Fonte: dati Ipx

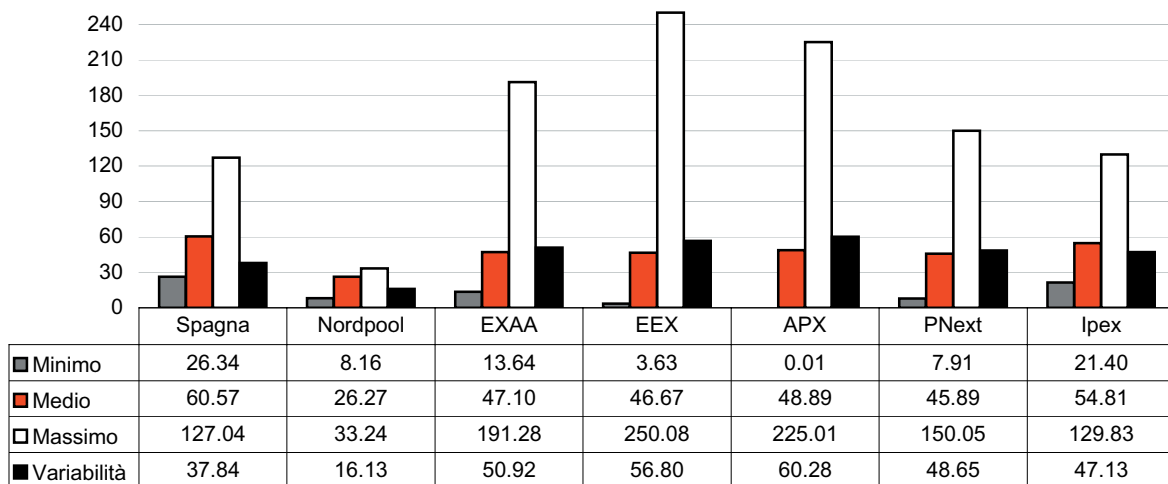
rilevato sull'Ipex, in cui il differenziale di prezzo in media aritmetica rispetto al mese precedente è stato circa pari a 9 euro/MWh (Figura 5).

Gli aumenti dei prezzi sulle borse europee registrati nel periodo in esame possono essere addebitati ad elementi climatici: l'aumento delle temperature associato alla scarsità di precipitazioni ha infatti causato nei diversi paesi un aumento della domanda ed una minore capacità di offerta degli impianti idroelettrici. Inoltre la carenza di risorse idriche ha rallentato anche la produzione di alcune centrali nucleari francesi, a causa della mancanza di acqua da raffreddamento. In generale, gli elevati livelli di prezzo registrati sui mercati europei negli ultimi mesi potrebbero essere in parte ricondotti all'aumento dei prezzi dei certificati relativi alle quote di emissione di Co2

sui mercati europei.

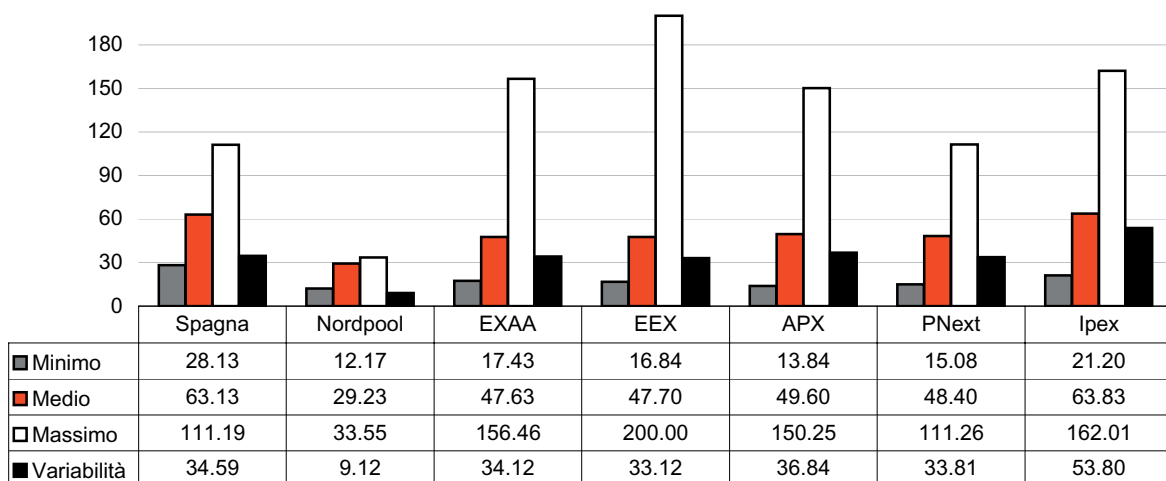
Dopo la parentesi del mese scorso, l'Ipex è tornato ad essere il mercato più volatile nel mese di luglio: i differenziali di prezzo hanno generato un valore del coefficiente di variazione pari al 54%, in aumento rispetto a quello di maggio. Il range di variazione dei prezzi della borsa italiana nel periodo in esame è compreso tra un minimo di 21 euro/MWh ad un massimo di 162 euro/MWh. Al contrario le altre borse europee hanno mostrato un decremento della variabilità, registrando coefficienti di variazione intorno al 34%. Anche per il mese di luglio, la volatilità inferiore è stata registrata nei Paesi Scandinavi, con un valore del coefficiente di variazione pari al 9% circa (Figura 6).

Figura 5 - Confronti Internazionali di Prezzo, Giugno
euro/MWh



Fonte: Borse dell'energia

Figura 6 - Confronti Internazionali di Prezzo, 1-18 Luglio
euro/MWh



Fonte: Borse dell'energia

L'ANDAMENTO DEL CT E DEL QE

Le quotazioni dei combustibili e le attese del mercato

Il Ct e il QE nel terzo trimestre del 2005

Con le delibere 133/05 e 132/05, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha aggiornato i parametri Ct e QE per il trimestre luglio-settembre 2005. Dopo un trimestre di stabilità, entrambi i parametri subiscono un notevole incremento: il Ct passa da 4.121 eurocents/kWh a 4.415 eurocents/kWh (+7.1%) ed il QE da 15.439 eurocents/mc a 17.296 eurocents/mc (+12%). In particolare la forte variazione del QE sconta anche l'aumento del parametro che si sarebbe verificato il trimestre passato in assenza della soglia di invarianza che limita le variazioni del QE quando queste sono inferiori al 5%.

Di seguito presentiamo le nostre previsioni per i prossimi trimestri cui premettiamo un commento sull'andamento recente delle quotazioni sui mercati internazionali dei combustibili fossili e del cambio euro/dollaro.

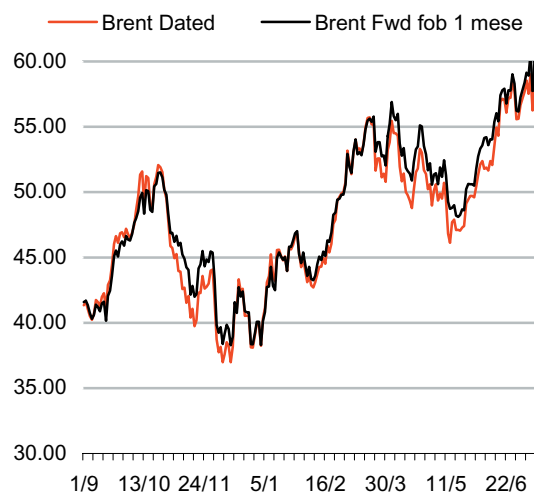
In aumento le quotazioni internazionali di giugno dei combustibili

Petrolio

La **figura 1** riporta le quotazioni *spot* del Brent Dated e quelle del Brent *forward* ad 1 mese. Nel mese di giugno le quotazioni sono riprese a salire ed hanno portato il prezzo di un barile di petrolio in media mensile a 54.4 \$/bbl rispetto ai 48.7 \$/bbl di maggio. Oltre alle cause strutturali, in particolare la difficoltà nella capacità di raffinazione, si sono aggiunti degli eventi contingenti quali un avvio precoce della stagione degli uragani nel Golfo del Messico, guasti ad una raffineria americana ed una contrazione maggiore di quella attesa delle scorte di benzine e petrolio che hanno comportato una progressiva crescita del prezzo del petrolio, culminata nella prima metà del mese di luglio quando il prezzo di una barile di Brent Dated ha superato i 59 \$/bbl. L'aumento delle quote di produzione dei paesi Opec di 500,000 b/g deliberato nel meeting di giugno, che porta la produzione teorica del cartello (escluso Iraq) a 28 mb/g, non ha avuto effetti tranquillizzanti sul mercato, dato che ormai da mesi la produzione effettiva dei paesi Opec risulta superiore a tale livello.

Il *forward* ad un mese continua ad essere quotato a premio sul prezzo *spot* del Brent Dated, sebbene il margine risulti esiguo dal 17 giugno.

Figura 1 - Andamento del prezzo del Brent (US\$/bbl)



Fonte: Elaborazioni ref. su dati Datastream

Dal punto di vista dell'**offerta**, la produzione Opec di giugno ha registrato un nuovo aumento di 90,000 b/g portando la produzione del cartello a 30,01 mb/g (**tabella 1**). L'aumento di produzione è dovuto agli incrementi di Nigeria (+40.900 b/g), Iran (+39,800 b/g) e Algeria (+12,300 b/g) mentre sostanzialmente stabile risulta la produzione nel resto dei Paesi Opec. La produzione irachena continua ad essere stabile sui livelli di maggio (1.8 mb/g). Secondo l'ultimo bollettino Opec, la produzione dei paesi non-Opec attesa per il 2005 è stata rivista al ribasso di 40,000 b/g principalmente per una riduzione del contributo della Russia. L'offerta non-Opec per il 2005 dovrebbe quindi attestarsi in media a 50.55 mb/g, un incremento di 0.77 mb/g rispetto allo scorso anno.

Le aspettative di crescita della **domanda** mondiale di petrolio si sono ridotte in quest'ultimo mese, dato l'impatto che gli alti prezzi dei combustibili potrebbero avere sulla crescita dei paesi asiatici ed i dati inferiori alle attese riguardanti il consumo di petrolio nelle principali economie inclusa la Cina. Secondo l'Opec la domanda mondiale di petrolio dovrebbe attestarsi in media nel 2005 a 83.66 mb/g, un incremento di 1.62 mb/g rispetto al consumo del 2004.

Le **scorte** commerciali USA di giugno sono aumentate del 2% rispetto allo scorso mese superando per la prima volta dall'agosto 2002 i 1000 mb (1015 mb).

L'incremento è dovuto principalmente alle scorte di

Paese	Quote e capacità Opec			Produzione Opec		
	Mar. 2005	Lug. 2005	Capacità produttiva	Apr. 2005	Mag. 2005	Giu. 2005
Algeria	0.88	0.89	1.45	1.33	1.34	1.35
Indonesia	1.43	1.45	0.90	0.95	0.94	0.94
Iran	4.04	4.11	3.80	3.91	3.96	4.00
Iraq	-	-	1.95	1.86	1.82	1.82
Kuwait	2.21	2.25	2.80	2.52	2.51	2.51
Libia	1.47	1.50	1.85	1.63	1.63	1.64
Nigeria	2.27	2.31	2.75	2.41	2.41	2.45
Qatar	0.71	0.73	0.80	0.80	0.80	0.80
Arabia Saudita	8.94	9.10	11.00	9.44	9.47	9.48
UAE	2.40	2.44	2.60	2.46	2.41	2.40
Venezuela	3.17	3.22	2.65	2.63	2.64	2.64
Totale			32.55	29.93	29.92	30.01
Opec 10 (Iraq escluso)	27.50	28.00	30.60	28.07	28.10	28.19

Fonte: Elaborazioni ref. su dati IEA, Platt's ed Opec

distillati mentre hanno registrato una contrazione le scorte di benzine e petrolio.

Oli combustibili

Dopo le flessioni registrate a maggio, le quotazioni di giugno degli oli combustibili sono riprese a salire. Il BTZ Fuel Oil 1% Cargoes ARA e STZ (NY Estimated Spot Fuel Oil No.6, 0.3% S, LoPr), utilizzati nel calcolo del Ct, sono aumentati rispettivamente dell'8% e 6%. La quotazione del BTZ Fuel Oil 1% Med Basis Genoa-Lavera Cif, utilizzato nel calcolo del Qe, è aumentata del 6.6% rispetto allo scorso mese. L'indice oli utilizzato nel calcolo del Ct di luglio (che prevede un periodo di riferimento di 6 mesi precedente a quello nel quale l'Autorità aggiorna il parametro) è aumentato del 10.8% rispetto al trimestre precedente. La quotazione del BTZ utilizzata nel calcolo del QE di luglio (che prevede un periodo di riferimento di nove mesi) è aumentata del 9.8%.

Carboni

Le quotazioni di giugno dei principali carboni utilizzati nel calcolo del Ct rimangono sostanzialmente invariate rispetto ai valori di maggio ad eccezione del colombiano Bolivar che registra una nuova contrazione dell'1.2% rispetto a maggio e del sudafricano Richards Bay, in aumento del 6.7% rispetto allo scorso mese. L'indice carbone utilizzato nel calcolo del Ct di luglio ha registrato una diminuzione del 5.5% rispetto al trimestre precedente, parzialmente sterilizzando l'incremento degli indici relativi all'olio combustibile e al greggio.

Gasolio

Le quotazioni del gasolio (Gasoil 0.2 Cargoes Med Basis Genoa-Lavera Cif) di giugno sono aumentate di

oltre il 15% rispetto a maggio. L'indice gasolio utilizzato nel calcolo del QE di luglio ha registrato un aumento del 7.9% rispetto al trimestre precedente.

Il tasso di cambio

Nonostante l'elevato deficit delle partite correnti americane, nel mese di giugno la valuta statunitense ha continuato ad apprezzarsi registrando un valore medio di 1.216 rispetto a 1.269 di maggio.

In diminuzione la domanda attesa mondiale di petrolio

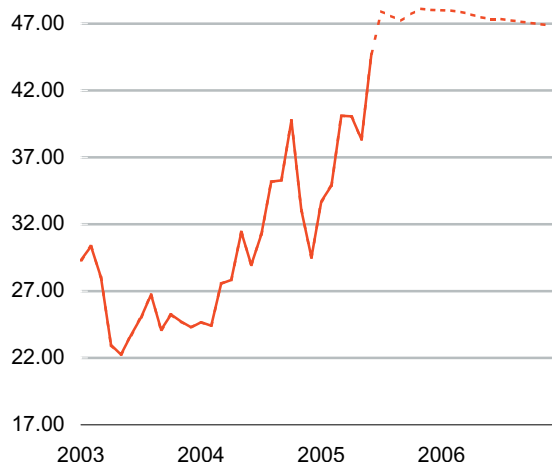
Le attese per i prossimi mesi riguardo l'andamento del prezzo del petrolio risultano contrastanti. Se da un lato infatti permangono gli elementi di tensione evidenziati nella scorsa *Newsletter* quali la limitata capacità di raffinazione residua che negli USA ha raggiunto il 96%, il timore di attacchi terroristici in particolare in Nigeria ed Arabia Saudita e l'inizio con largo anticipo della stagione degli uragani, dall'altro la previsione di una minore domanda mondiale di petrolio ipotizzata anche dall'Agenzia Internazionale per l'Energia e la ricostituzione delle scorte dovuta all'abbondante produzione di questi mesi dell'Opec potrebbero comportare un rientro dei prezzi del petrolio nel breve termine.

Basato sulle recenti aspettative del mercato *future* IPE di Londra, lo scenario considerato da **ref.** ipotizza un prezzo medio del petrolio per il 2005 di 53.6 \$/bbl e valori intorno ai 58 \$/bbl per l'ultimo trimestre dell'anno e inizio 2006.

Per quanto riguarda il tasso di cambio euro/dollaro, i *futures* del New York Board of Trade indicano un livello del tasso di cambio intorno a 1.21 a fine 2005 ed un valore medio per il 2006 di 1.22.

Lo scenario di Brent sopra descritto è illustrato nella **figura 2**; il prezzo del petrolio è espresso in euro e quindi considera congiuntamente l'evoluzione dell'altra variabile esogena, il tasso di cambio euro/dollaro.

Figura 2 - L'andamento del prezzo del Brent (euro/bbl)



Fonte: Elaborazioni ref. su dati Datastream e IPE

In forte aumento la previsione dei parametri Ct e QE per i prossimi trimestri

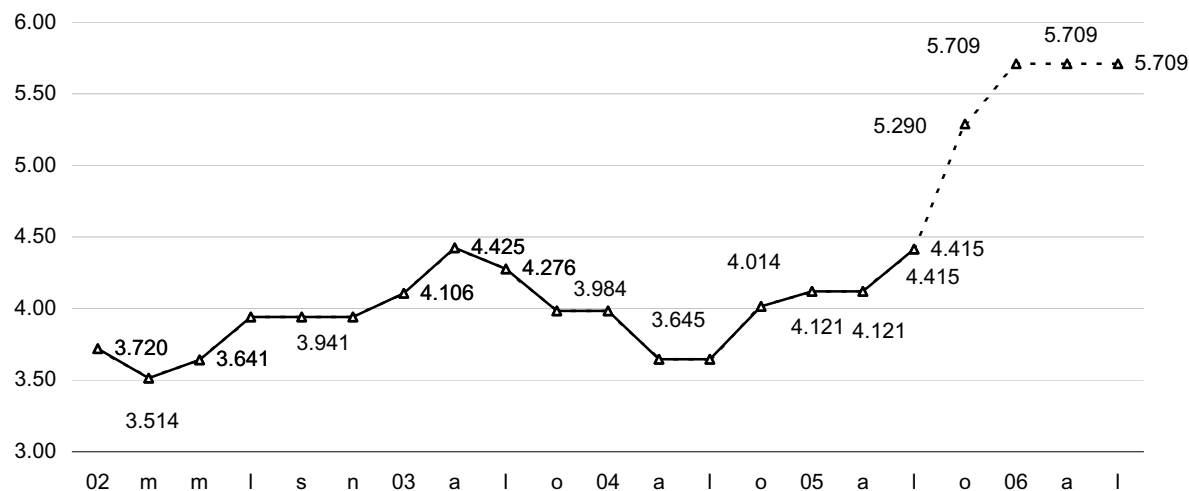
Ct

I risultati delle previsioni del parametro Ct basate sul modello ref. sono riportati in **figura 3**. Nell'ultimo trimestre dell'anno è attesa una forte crescita del Ct che da 4.415 eurocents/kWh dovrebbe raggiungere i 5.29 eurocents/kWh, un incremento di quasi il 20%. Per il 2006 il parametro Ct dovrebbe ulteriormente aumentare nel primo trimestre a 5.71 eurocents/kWh (+7.9% rispetto al trimestre precedente) per poi rimanere costante nel corso dei successivi due trimestri.

QE

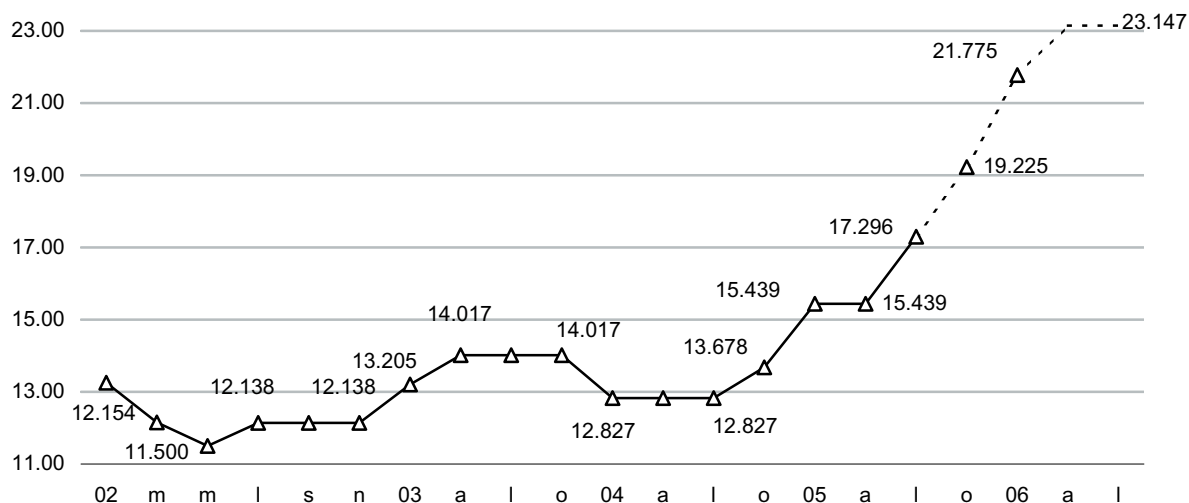
I risultati delle previsioni del parametro QE per il periodo di riferimento sono riportati nella **figura 4**. Analogamente al Ct, anche il costo di approvvigionamento del gas naturale dovrebbe subire notevoli incrementi nei prossimi trimestri. A partire dai 17.296 eurocents/mc di luglio, il QE dovrebbe crescere a 19.2 eurocents/mc nell'ultimo trimestre dell'anno (+11.2% rispetto al trimestre precedente). Nel 2006 il QE è atteso crescere ulteriormente nei primi 2 trimestri dell'anno rispettivamente a 21.77 eurocents/mc (+13.3%) e 23.15 eurocents/mc (+6.3%).

Figura 3 - La previsione del Ct (eurocents/kWh)



Fonte: Elaborazioni e previsioni ref.

Figura 4 - La previsione del Qe
(eurocents/kWh)



Fonte: Elaborazioni e previsioni ref.

Box - La previsione degli strike price dei contratti differenziali AU

Secondo quanto previsto dagli standard contrattuali pubblicati dall'AU riportiamo le previsioni dei prezzi strike dei contratti differenziali basate sulle previsioni degli indici dei combustibili. Vengono proposti due scenari. Il primo (scenario "mkt") è elaborato a partire dalle aspettative degli operatori di mercato espresse dall'andamento delle quotazioni del Brent Crude Future del mercato IPE di Londra per quanto riguarda il prezzo del petrolio e del cambio future euro/dollaro del mercato gestito dal New York Board of Trade (NYBOT). Il prezzo medio per il 2005 del Brent ipotizzato in questo scenario è 53.6 \$/bbl e valori intorno ai 58 \$/bbl a fine anno. Il tasso di cambio euro/dollaro ipotizzato per l'ultimo trimestre 2005 è 1.21.

Il secondo scenario (scenario "low"), invece, si basa su un allentamento delle tensioni nei mercati petroliferi e considera una graduale discesa del prezzo del petrolio verso i 50 \$/bbl ed un valore medio per il 2005 di 51 \$/bbl. L'andamento del tasso di cambio euro/dollaro è ipotizzato uguale allo scenario "Mkt".

Strike price 2005 (euro/MWh)

	Carbone		Olio		Gas 1		Gas 2	
		mkt*	low**	mkt*	low**	mkt*	low**	
Gennaio	21.89	47.00		37.18		56.24		
Febbraio	21.35	49.35		38.61		58.39		
Marzo	20.90	55.95		44.06		66.65		
Aprile	21.22	61.07		47.90		72.45		
Maggio	21.52	59.11		45.50		68.82		
Giugno	22.56	65.71		51.34		76.33		
Luglio	23.04°	70.33°		54.58°		82.55°		
Agosto	23.14	69.13	67.01	54.69	53.68	82.72	81.19	
Settembre	23.21	68.64	64.80	54.08	51.95	81.80	78.58	
Ottobre	23.28	69.00	62.99	54.19	50.64	81.97	76.59	
Novembre	23.33	69.36	62.17	54.54	50.18	82.50	75.89	
Dicembre	23.38	69.38	61.48	54.58	49.89	82.55	75.46	

* stime ref. su dati IPE e NYBOT al 20/05/2005

** elaborazioni basate su un valore medio del Brent Dated per il 2005 intorno a 51 \$/bbl

° Valori di preconsuntivo al 07/07/2005

DOMANDA ELETTRICA E PRODUZIONE INDUSTRIALE

Domanda in crescita del 3.4% a giugno

La crescita tendenziale della richiesta di energia elettrica prosegue a giugno a tassi simili a quelli del mese precedente: l'aumento dei consumi si attesta sul 3.4% in media nazionale rispetto a giugno 2005. Tale risultato è influenzato da una temperatura superiore di circa 1.3 gradi centigradi rispetto allo scorso anno. Vista l'elevata elasticità dei consumi estivi alle temperature aggiustando per tale fattore la crescita scende a +1.2%.

Al netto delle variabili stagionali (temperature e giorni lavorativi) la crescita nel primo semestre dell'anno si attesta intorno all'1.6%. (tabella 1).

Crescita superiore alla media nelle zone Nord e Sud

A livello territoriale, nell'ultimo trimestre (aprile-giugno 2005) la crescita dei consumi italiani è stata guidata principalmente dalle zone Sud e Nord. Mentre il Sud cresce a tassi più elevati rispetto alla media nazionale oramai da alcuni mesi (anche nel 2004 il tasso di crescita di tale regione era risultato superiore a quello dell'Italia), la domanda al Nord appare in accelerazione, dopo il rallentamento dello scorso anno e del primo trimestre del 2005.

Benché il dato di giugno sconti l'effetto di temperature superiori rispetto allo scorso anno, al Nord più ancora che nel resto dell'Italia vista la maggiore diffusione di impianti di condizionamento, la crescita degli ultimi mesi potrebbe anche essere un primo segnale di ripresa dell'economia dell'area.

Nel resto del paese si osserva un deciso rallentamento della crescita dei consumi in Sardegna (-1% tra aprile e giugno), dopo la vivace dinamica dei mesi scorsi, e la

scarsa crescita del Centro Nord, che dall'inizio dell'anno cresce a tassi poco superiori allo zero. (tabella 2).

Le previsioni per l'Italia per luglio ed agosto

Le temperature dei primi 20 giorni di luglio sono state pressoché uguali rispetto allo scorso anno (intorno ai 24 gradi centigradi), valore in linea con la media stagionale del periodo luglio-agosto.

Per tali mesi, il modello **ref.** stima una continuazione del *trend* di crescita dell'intensità elettrica, che spinge i consumi nonostante le previsioni di crescita dell'attività economica non siano particolarmente ottimistiche. Le previsioni si basano su:

- ✓ Pil destagionalizzato praticamente costante rispetto allo scorso anno;
- ✓ un tasso di crescita dell'attività industriale ancora in riduzione, in linea con il dato medio del primo semestre dell'anno (-2%);

Tabella 2 - Crescita tendenziale per zone

Valori %	Crescita tendenziale per zone			
	Media 2004	IV trim. 2004	I trim. 2005	apr-mag 2005
Italia	0.6	2.9	0.8	2.2
Nord	0.1	3.0	-0.1	2.7
Centro Nord	1.2	1.9	0.0	0.2
Centro Sud	0.7	1.9	0.7	1.8
Sud	1.5	2.9	2.1	3.7
Sardegna	1.5	6.2	9.1	-1.5
Sicilia	1.3	4.1	2.0	1.1

Fonte: Elaborazioni ref. su dati Grtn per compartimento territoriale

Tabella 1 - Tasso di incremento tendenziale

Valori %	Crescita consumi, %				
	Media 1994/1998	Media 1999/2003	2004 ⁽¹⁾	I trim. 2005 ⁽¹⁾	II trim. 2005 ⁽¹⁾
Domanda elettrica	2.5	2.8	0.6	0.8	2.6
Domanda elettrica, temperature 1994 ⁽¹⁾	2.3	2.6	1.7	1.7	1.5
PIL	2.0	1.3	1.1	-0.5	0.0 ⁽²⁾
Produzione Industriale, m.g.	2.4	0.0	-0.2	-2.5	-1.8

⁽¹⁾ Domanda elettrica da dati provvisori GRTN

⁽²⁾ Previsioni ref.

Fonte: Elaborazioni ref. su dati ISTAT e GRTN

✓ temperature di luglio ed agosto in media stagionale.

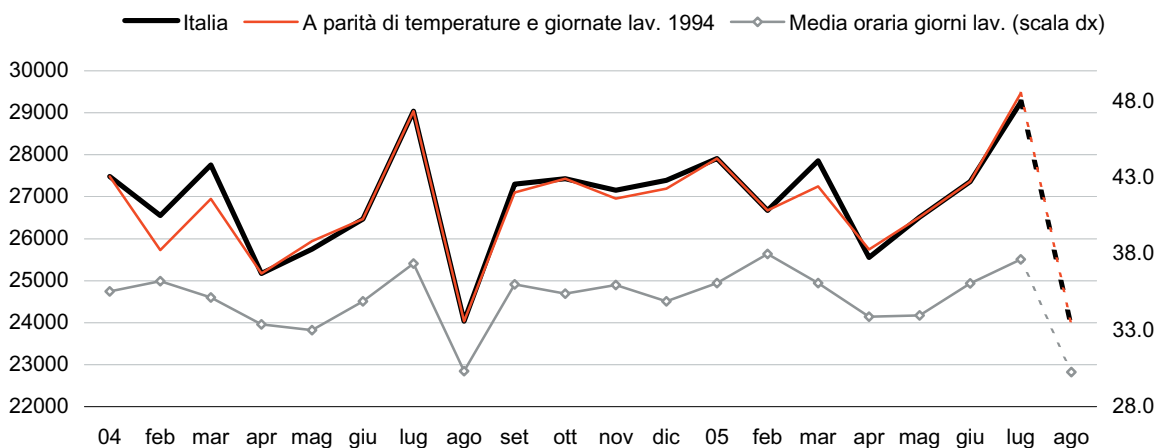
Date queste ipotesi, a luglio ci si aspetta una crescita dei consumi elettrici intorno all'0.8%, per una richiesta totale sulla rete di 29.3 TWh, valore che risente di un giorno lavorativo in meno rispetto allo scorso anno: al netto di tale fattore stagionale l'incremento tendenziale sale all'1.5%. Ad agosto la scarsa attività economica dovrebbe indurre un livello di consumi elettrici simile a quello dello scorso anno, intorno ai 24 TWh (figura 1).

In media la domanda oraria dei giorni lavorativi a luglio dovrebbe attestarsi sui 37.5 GWh, valore più elevato dell'anno insieme a quello del mese di febbraio.

Come previsto nella Newsletter precedente, a giugno i consumi elettrici hanno fatto segnare il nuovo record storico della punta oraria che, dopo essere risultata inferiore ai 50 GWh sia ad aprile che a maggio, è risultata pari a 54.16 GWh il 26 giugno 2005, circa 0.5 GWh in più rispetto al record precedente (53.6 GWh a dicembre 2004) (figura 2).

Figura 1 - Previsione del fabbisogno mensile

GWh

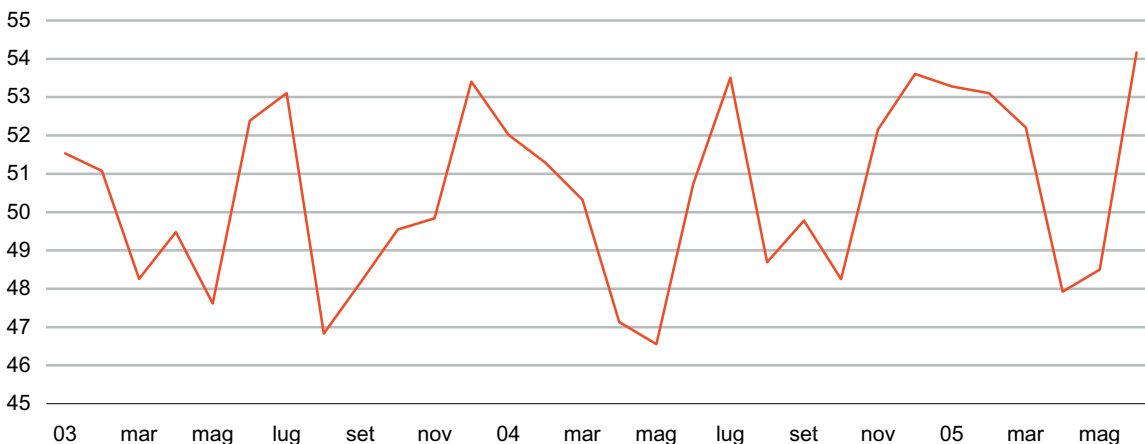


La linea tratteggiata si riferisce alle previsioni ref.

Fonte: elaborazioni ref.

Figura 2 - Punta oraria di fabbisogno

GWh



Fonte: elaborazioni ref. su dati GRTN

OSSERVATORIO ENERGIA

ref. è una nuova società di ricerca e consulenza che l'Irs e i suoi economisti senior hanno costituito con l'obiettivo di sviluppare ricerche e metodi di analisi che possano sostenere aziende, istituzioni e organismi governativi, nei loro processi decisionali. **ref.** segue i processi di liberalizzazione e regolamentazione del mercato dell'energia con particolare attenzione agli aspetti istituzionali e all'evoluzione della struttura dell'industria. Le opportunità per le aziende del settore, per i consumatori e per l'economia più in generale sono studiate con strumenti analitici originali. L'Osservatorio Energia, costituito nel 1999, è finanziato da produttori, consumatori, distributori dei prodotti energetici e *merchant banks*.

I servizi dell'Osservatorio Energia offerti ai soci e disponibili su internet (www.ref-online.it) sono i seguenti:

- ❑ **Newsletter dell'Osservatorio Energia**, mensile di analisi delle trasformazioni del settore energetico in Italia e in Europa. Segue l'evoluzione normativa dell'apertura al mercato, le trasformazioni societarie, le problematiche connesse alla creazione di un mercato regolamentato, l'andamento delle tariffe e il livello dei prezzi sulle principali borse europee dell'energia elettrica. Fornisce le previsioni dell'andamento del Ct e del Qe.
- ❑ **Previsivo dell'Osservatorio Energia**, quadrimestrale di previsione dello sviluppo a medio termine del mercato elettrico sulla base del modello di simulazione El-fo. Delinea l'evoluzione della domanda e dell'offerta, fornendo previsioni su: costi di produzione, prezzi concorrenziali (nazionali e zonali), possibili effetti delle strategie degli operatori alla luce delle condizioni strutturali e della normativa.
- ❑ **Rapporto Energia**, fa il punto sull'evoluzione e le prospettive dei settori elettrico e del gas attraverso un'analisi della regolamentazione e della struttura del mercato in Italia e in Europa. Elabora scenari di mercato a medio termine.
- ❑ **Data Base**, sono liberamente consultabili i database **ref.**, costantemente aggiornati:
 - **El-da**: principali indicatori sull'andamento delle borse dell'energia elettrica europee;
 - **M&A**: attività di merger and acquisitions nel settore energetico a livello europeo;
 - **Distributori gas**: elenco e principali indicatori sui distributori di gas italiani.
- ❑ **Seminari** di discussione sulle innovazioni legislative e normative. Sono previsti tre seminari all'anno.
- ❑ **Quaderni di ricerca** di base. Trattano, a partire dalla letteratura teorica, temi di attualità per il nuovo mercato italiano.

Energia 2005 - Rapporto ref. sul mercato e la regolamentazione: *il rapporto ref. è disponibile per i Soci dell'Osservatorio anche online. Il rapporto, che ha assunto cadenza biennale, si pone l'obiettivo di ripercorrere i molti cambiamenti avvenuti nel settore nonché i problemi ancora da risolvere. Tali problemi ruotano in gran parte attorno alla presenza di operatori dominanti; alla scarsa trasparenza del mercato; alle permanenze di alti prezzi per i consumatori finali, coniugati ad alti profitti per le fasi aperte alla concorrenza (ma anche delle aziende che operano nelle fasi regolate); alle problematiche relative alla tutela del consumatore non idoneo o non posto nelle condizioni di poter svolgere un ruolo attivo sul mercato. L'approccio seguito nell'illustrazione della struttura dei settori e dell'evoluzione normativa è come di consueto di documentazione, con approfondimenti sugli elementi più importanti.*

El-fo è il modello sviluppato da ref. *per simulare il dispacciamento orario del parco idroelettrico e termoelettrico italiano, minimizzando il costo complessivo di fornitura dell'energia elettrica, tenuto conto dei vincoli dinamici degli impianti e dei vincoli della rete di trasmissione. È dotato di un ampio database, costantemente aggiornato, sui dati di offerta (impianti termoelettrici, idroelettrici, in regime CIP 6, importazioni) e di domanda.*

E' disponibile la versione commerciale di El-fo.

Per informazioni: Edoardo Settimio tel. 02 43441036 - esettimio@ref-online.it