

Anno 7 numero 220 - chiuso alle ore 19:09 di mercoledì 30 novembre 2011

Greggi (\$/b)			
	29/11	Var. % 28/11	Var. % 2010
WTI (Futuri)	99,79	+1,61	+19,14
Brent (Futuri)	110,82	+1,67	+29,49
Paniere Opec	109,74	+0,91	+33,28
Paniere QE Italia	109,70	+1,84	+30,94

Fonte: QE su dati mercato

Costo termoelettrico (€/MWh)		
	Nov 11	Dic 11
ITEC	79,97	80,89
ITECccgt	88,36	89,28

Fonte: Ref-Morgan Stanley

Cambio €/S	
30/11	1 € = 1,3418 US \$ (Var. +0,0082)
29/11	1 € = 1,3336 US \$

Fonte: QE su dati Bce

Principali titoli energia (€)		
	30/11	29/11
Eni	15,680 ▲	15,120
Enel	3,152 ▲	3,020
Snam Rete Gas	3,440 ▲	3,340
Terna	2,658 ▲	2,568
Edison	0,824 ▲	0,814
A2A	0,776 ▲	0,749
Acea	5,430 ▲	5,300
Saras	1,166 ▲	0,954
Hera	1,080 ▲	1,047
Iren	0,712 ▲	0,699
Erg	9,455 ▲	9,195

Fonte: QE su dati Borsa Italiana

Borsa elettrica Italia			
Prezzi Ipxex (€/MWh)			
	F1	F2	F3
30/11	97,959	88,488	63,806
var. % sett.	+1,11	-1,98	+0,36
	Media	Vuote	
30/11	88,025	95,734	66,737
var. % sett.	+0,53	+0,03	+1,19
Domanda Sistema Italia			
Media oraria (MW)	38.789		
Massima (MW)	48.109		
Prezzo ora max (€/MWh)	133,573		
Ora max	17-18		

Fonte: elaborazione QE su dati GME

Borse europee 30/11 (€/MWh)		
	Base Load	Peak 8.00-20.00
Powernext (Fr)	57,83	70,29
Eex (De)	57,67	70,29
Ipxex	83,73	97,61

Fonte: QE su dati mercato

Gas (€/MWh)		
	29/11	Var. % 28/11
NetConnect (DE)	24,06	-4,37
GasPool (DE)	24,15	+0,50
Ttf (NL)	23,77	-0,34
Zeebrugge (BE)	23,82	+0,89
NordPool (NO)	23,86	-2,65

Fonte: QE su dati mercato

Emissions trading (€/ton)		
	29/11	Var. % 28/11
Ecx/Ice	7,96	-0,13
Eex	7,86	-1,26

Fonte: QE su dati mercato

Bufera in Assoelettrica, se ne vanno 5 società

GdfSuez, Sorgenia, Tirreno Power, Egl e Repower. Si tenta di ricucire lo strappo. Verso nuova associazione

→ articolo a pag. 10

BILANCIAMENTO GAS

Problema garanzie

Un'analisi a cura di Ref → A. Motz * a pag. 2

TACCUINO MONTI

La delega Energia

Occhi puntati a De Vincenti → articolo a pag. 11

Rinnovabili, non è solo questione di incentivi

Clini: "Decreti entro metà dicembre". Romano (Mse) su ruolo Regioni. Efficienza: convegno a Roma

→ R.M. a pag. 5

IL CASO SPAL FERRARA

Calcio al fotovoltaico

Un binomio vincente quello tra calcio e energia. Lo dimostrano l'Inter di Moratti (Saras) e la Sampdoria di Garrone (Erg). Ma anche la recente iniziativa della gloriosa Spal 1907 di Ferrara, che ha deciso di coprire il proprio fabbisogno energetico con l'elettricità "verde" prodotta da un impianto fotovoltaico da ben 14 MW (QE 7/9). Un'operazione lo-devole sotto il profilo dell'immagine e vantaggiosa dal punto di vista economico.

O no? La Commissione discipli-

→ segue a pag. 7



ADDIO TENP-TRANSITGAS (PAG.9)

MA LE SCORTE USA...

Petrolio euforico

Wti di nuovo oltre 100 \$/b → articolo a pag. 3

INFRASTRUTTURE

Gnl Rovigo strategico

Oltre 170 navi da 5 Paesi → articolo a pag. 8

MARKET COUPLING

Bruxelles, 4 opzioni

Verso regole comuni → articolo a pag. 9

AZERBAIJAN

Nabucco bocciato

Ok al progetto Socar-BP → Evgeny Utkin a pag. 9

CRISI RAFFINAZIONE

"Tempi stretti"

Q8, Api e Saras alla Camera → articolo a pag. 12

EMISSION TRADING

Registro unico Ue

Piena operatività a giugno → articolo a pag. 11

Renewable Energy Mediterranean Conference & Exhibition
www.remenergy.it

Ravenna, Italy, 29th February - 1st March 2012



Bilanciamento gas, il nodo garanzie

L'attuale congiuntura rende complesso l'adeguamento per i piccoli operatori. Analisi di Ref

di A. Motz *

Alla vigilia della partenza del mercato di bilanciamento del gas in Italia sono ancora molti i temi aperti e gli spunti per un possibile miglioramento delle condizioni di contorno che renderanno più accessibile, proficuo e trasparente il nuovo sistema. Tra questi la definizione delle garanzie che gli utenti della rete dovranno fornire a Snam Rete Gas (SRG) è forse il più urgente, dato il suo rilevante impatto economico e data la vicinanza della data entro cui gli operatori dovranno presentare tali garanzie.

La delibera ARG/gas 155/11, pubblicata a metà novembre, ha definito la formulazione e l'ammontare delle garanzie richieste a partire dal 15 dicembre 2011 e ha richiesto a SRG di proporre alcuni miglioramenti entro il 1° febbraio 2012. Sullo schema così delineato è intervenuta giovedì scorso una nuova delibera, la ARG/gas 165/11, che ha apportato alcune modifiche utili a contenere l'onere delle garanzie, anche sulla base delle riflessioni emerse con gli operatori.

A questo proposito REF ha sviluppato, nell'ambito di uno studio più generale sul nuovo regime di bilanciamento a mercato, un'analisi quantitativa, finalizzata a valutare l'onere delle garanzie per un "utente tipo" della rete SRG sul mercato italiano, confrontare tale onere con il corrispondente valore in altri Paesi europei e proporre alcune riflessioni utili al miglioramento della disciplina. La simulazione ha stimato il valore della garanzia minima richiesta come compreso tra il 5,1% (nei mesi estivi) e il 13,8% (nei mesi invernali) del valore del gas riconsegnato nell'anno. Per contro, l'esposizione del sistema verso l'utente, che ciascuno shipper deve coprire attraverso la garanzia, è di ammontare leggermente più contenuto e al contempo più volatile, a causa dell'inclusione in questo parametro del valore dei disequilibri dell'utente e delle sue eventuali transazioni sul mercato di bilanciamento.

Il risultato ottenuto con la delibera ARG/gas 155/11 è un importante miglioramento rispetto alle proposte sottoposte a consultazione da SRG ad agosto 2011, che prevedevano la richiesta di una garanzia minima di ammontare compreso tra l'8,7% e il 25,5% del valore del gas riconsegnato. Il confronto con Francia e Regno Unito mostra però come sia importante e possibile

conseguire ulteriori miglioramenti. In Francia, infatti, le garanzie di bilanciamento non sono previste, mentre nel Regno Unito una simulazione analoga a quella effettuata per l'Italia mostra un valore della garanzia generalmente minore dell'1% del valore del gas riconsegnato nell'anno.

L'Italia è l'unico Paese tra i tre analizzati ad includere nel calcolo dell'esposizione che l'utente della rete di trasporto deve coprire sia il valore dei prelievi attesi per i 22 giorni successivi, sia il saldo delle transazioni sulla piattaforma di bilanciamento, sulla quale SRG è controparte centrale. La revisione di entrambi questi parametri potrebbe consentire importanti risparmi.

Dall'analisi svolta emerge in particolare come una fluidificazione delle procedure di risoluzione del contratto di trasporto per un eventuale shipper inadempiente e di sostituzione di quest'ultimo con un fornitore alternativo permetterebbe di ridurre il numero dei giorni per i quali si richiede una copertura totale dei prelievi, una copertura che, paradossalmente, pesa sulla garanzia di bilanciamento molto più dei termini legati al disequilibrio dell'utente.

Quanto alle componenti del mercato di bilanciamento, si evidenzia come l'onere della copertura potrebbe essere ridotto, almeno per gli shipper già attivi sulle altre piattaforme gestite dal GME, se il ruolo di controparte centrale fosse affidato a un gestore di borsa come il GME, anziché a un gestore della rete di trasporto come SRG.

Una soluzione di questo tipo non sembra indispensabile per la prima fase di avvio del bilanciamento, ma sarebbe opportuna con il passaggio alla configurazione definitiva del mercato, quando SRG si troverà a fare da controparte centrale anche per gli scambi di gas tra gli shipper, e non più soltanto per soddisfare le proprie necessità per il bilanciamento della rete.

La congiuntura dei mercati energia e ancor più del settore bancario rende molto complesso, specie per i piccoli operatori, soddisfare i requisiti minimi richiesti nella delibera ARG/gas 155/11. La delibera ARG/gas 165/11 è un contributo importante: la delibera adotta un prezzo più favorevole per il gas a stoccaggio come garanzia, aumenta il contributo del rating sul totale della garanzia e, soprattutto, proroga dal 15 gennaio 2012 all'approvazione delle modifiche richieste a SRG il termine entro il quale la garanzia di ciascuno utente verrà valorizzata al doppio del suo valore.

L'AEERG offre così un po' di respiro agli operatori in maggiori difficoltà, e lascia aperta l'aspettativa di una rapida soluzione delle inefficienze descritte: una misura importante per evitare che un passo pensato per la promozione della concorrenza si trasformi di fatto in una barriera all'ingresso di nuovi entranti, in un freno ai nuovi investimenti e in una misura potenzialmente discriminatoria per gli operatori più piccoli.

*Ref

La giornata gas	
29 novembre 2011	
Rete nazionale: preconsuntivo del gas trasportato	milioni di mc da 38,1 MJ
Totale immesso (di cui)	312,7
- importazioni	209,2
- Mazara del Vallo	47,0
- Tarvisio	102,0
- Passo Gries	17,1
- Gela	17,0
- Gorizia	0,5
- Panigaglia	7,7
- Cavarzere	17,6
- produzione nazionale	23,1
- stoccaggi (1)	80,3
- Stogit	76,8
- Edison Stoccaggio	3,4
Totale prelevato (di cui)	312,7
Riconsegne di terzi e consumi di sistema (di cui)	303,4
- settore termoelettrico	93,1
- settore industriale	44,6
- distribuzione (2)	165,6
Altre reti e consumi di sistema (3)	9,3
- Esportazione Gorizia	0,0
Giornata termica: 05.59 - 06.00	
(1) Stoccaggi Stogit e Edison Stoccaggi ("-" : immissioni; "+" : prelievi)	
(2) Comprende prelievi civili e industriali da rete locale	
(3) Comprende transiti, esportazioni e riconsegne rete SGI	

Fonte: QE su dati Snam Rete Gas



Prezzi carburanti, le compagnie fanno ancora resistenza

Margini abbondanti, ma i prezzi non scendono. Check-Up Prezzi

Nulla si muove sulla rete carburanti italiana. Malgrado i leggeri rialzi dei prezzi di benzina e diesel registrati ieri alla chiusura in Mediterraneo, i margini lordi delle compagnie (da non confondere con i profitti in quanto comprensivi anche dei costi di filiera, tra cui la remunerazione del gestore, i costi di distribuzione e la commercializzazione) permangono su livelli superiori rispetto alla media dei tre anni precedenti. Il record va alla verde che, salvo rare eccezioni, registra un'abbondanza dalla metà di settembre, mentre per il diesel il fenomeno è più recente (dalla scorsa settimana, ma con casi non isolati in precedenza).

Ciò malgrado, anche oggi non si segnala alcuna variazione dei prezzi raccomandati dei due prodotti e sul territorio quelli praticati appaiono sostanzialmente stabili, con le no-logo che risalgono leggermente seguendo le dinamiche delle quotazioni internazionali. E' quanto emerge dal monitoraggio di quotidianoenergia.it in un campione di stazioni di servizio che rappresenta la situazione nazionale per Check-Up Prezzi QE.

A livello Paese, il prezzo medio praticato della benzina (in modalità servito) va oggi dall'1,615 €/l degli impianti Eni e IP all'1,622 di quelli Tamoil (no-logo a 1,517). Per il diesel si passa dall'1,566 €/l di Esso all'1,571 di Eni e Tamoil (no-logo a 1,470). Il Gpl, infine, è tra lo 0,715 €/l di Eni e lo 0,733 di Tamoil (no-logo a 0,711).

Prezzi medi praticati con servizio (€/l) del 30/11/2011								NAZIONALE
	 Eni	 TotalErg	 Esso	 IP	 Q8	 Shell	 Tamoil	 No logo
Benzina	1,615	1,617	1,616	1,615	1,621	1,618	1,622	1,517
Diesel	1,571	1,570	1,566	1,570	1,568	1,569	1,571	1,470
Gpl	0,715	0,730	0,726	0,728	0,728	0,731	0,733	0,711

Fonte: quotidianoenergia.it (citazione obbligatoria)

La tabella riporta un valore medio stimato dei prezzi praticati al pubblico di benzina, diesel e Gpl in un campione di stazioni di servizio rappresentativo della situazione nazionale.

Per visionare i valori minimi e massimi dei prezzi medi nazionali, lo spaccato della situazione nelle 4 macro-aree del Paese e utilizzare la funzione dei grafici interattivi per confronti e analisi personalizzate (temporale, macro-zone e compagnie) occorre accedere a Check-Up prezzi QE. Il servizio è disponibile in abbonamento, consultandone le condizioni sul sito.

Greggi euforici, poi le scorte Usa...

Wti di nuovo oltre 100 \$/b

Euforia sulle piazze finanziarie e sui mercati petroliferi dopo l'annuncio delle principali banche centrali del mondo di azioni coordinate per prevenire la mancanza di liquidità nel sistema finanziario globale. Dal 5 dicembre Fed, Bce, Boc, Boe, Boj e Snb ridurranno il costo delle linee swap in dollari esistenti di 50 punti base e, in aggiunta, garantiranno la possibilità di intese bilaterali di swap in modo che ogni banca possa prendere liquidità aggiuntiva nella proprio valuta, se necessario.

La notizia ha fatto impennare i corsi petroliferi portando i futures su Wti e Brent fino ad un massimo intraday di 101,75 e 112,03 \$/b. A frenare gli acquisti, tuttavia, ci hanno pensato a distanza di poche ore i dati dell'Eia sulle scorte commerciali statunitensi al 25 novembre. Dopo tre ribassi

consecutivi, infatti, gli stock di crude oil hanno registrato un rimbalzo inatteso di 3,9 milioni di barili risalendo a 334,7 milioni di barili e riducendo il gap con lo scorso anno a 25 milioni. Sostanzialmente invariate le scorte di benzina (+0,2 a 209,8 milioni di barili) mentre in fuga di 5,5 milioni quelle di distillati, ora a 138,5 milioni e in ritardo di 19,6 milioni nel confronto con il 2010.

Tra gli altri dati, da segnalare il boom delle importazioni di greggio dall'estero (tornate oltre quota 9 milioni di b/g) e il nuovo ridimensionamento dell'attività delle raffinerie (-231.000 b/g le lavorazioni, -0,9% il tasso di utilizzo). Sul fronte dei consumi, infine, nelle ultime quattro settimane la richiesta domestica è stata di 19 milioni di b/g, pressoché invariata rispetto ad un anno fa. All'interno dell'aggregato quella di benzina risulta in contrazione del 2,9%, di distillati in progresso dell'1,4% e di jet fuel in declino del 6,5%.

La pubblicazione dei dati Eia ha fortemente ridimensionato la corsa del barile. Tanto che alle 18.00 i futures sul Wti si attestavano poco oltre i 100,50 \$/b e quelli sul Brent addirittura cedevano una manciata di centesimi scivolando al di sotto della chiusura di ieri di 110,82 \$/b.

Libia, produzione oil al giro di boa

Output pari ad oltre la metà del livello pre-conflitto

Prosegue a ritmo serrato la ripresa dell'attività estrattiva di petrolio in Libia. Ad oggi, riporta una nota della National Oil Corporation, la produzione oil ha raggiunto quota 840.000 b/g, equivalente ad oltre la metà del livello pre-conflitto di 1,6 m.ni di b/g.

Il ritorno alla normalità resta per ora fissato per la fine del prossimo anno, ma non è da escludere che il target possa essere raggiunto in anticipo.

Scorte Usa: situazione settimanale

Riserve Commerciali (mn b)	25 nov	18 nov	Var.	Un anno fa	Var.
Greggio (escluse SPR)	334,7	330,8	+3,9	359,7	-25,0
Benzina	209,8	209,6	+0,2	210,1	-0,3
Distillati	138,5	133,0	+5,5	158,1	-19,6
- Zolfo <= 15ppm	91,0	87,9	+3,1	95,6	-4,6
- Zolfo > 15ppm e < 500ppm	9,0	8,5	+0,5	10,7	-1,7
- Zolfo > 500ppm	38,4	36,6	+1,8	51,7	-13,3
Importazioni ('000 b/g)	25 nov	18 nov	Var.		
Greggio	9.025	8.283	+742		
Benzina	619	956	-337		
Distillati	150	135	+15		
Raffinazione	25 nov	18 nov	Var.		
Greggio lavorato ('000 b/g)	14.565	14.796	-231		
Utilizzazione impianti (% capacità)	84,6	85,5	-0,9		

Fonte: QE su dati Eia (Energy information administration)



Prezzi CO2 sotto 7 €/ton, poi rimbalzo

EUA 2011 -17% nella settimana. E il CER termina a quota 5,30 euro

di G. Pizzuti*

Il mercato della CO2 per la seconda settimana chiude in ribasso. La novità rispetto agli scorsi mesi è che il 2011 sarà sicuramente utilizzato come anno di riferimento nell'EU ETS essendo stato raggiunto il valore minimo di Fase II fino a questo momento. L'EUA DEC1 fa registrare pesanti perdite, -17% su base settimanale, rimbalzando a livello intra-day durante la sessione di Venerdì a 6,90 €/ton e chiudendo a 7,71 /ton. Il CER DEC11 fa peggio dell'EUA arrivando sotto i 5,00 €/ton e terminando la settimana a 5,30 €/ton (-22%).

Lunedì: accreditati 22 progetti CDM la scorsa settimana che hanno generato 2,2 Mln di CER. Le emissioni di crediti risultano così essere in calo del 58% rispetto a quelle della settimana precedente (5,5 Mln). A Novembre sono attesi ulteriori 2,7 Mln di CER che porterebbero il conto finale a 24 Mln, sotto la media mensile dell'anno (26,4 Mln). Le attese per Dicembre sono di 25 Mln di crediti.

Il contratto EUA DEC11 ha chiuso a 8,90 € (-0,45 €); il contratto per l'energia tedesca ha chiuso a 54,29 €/MWh (-0,39 €/MWh); il Brent è valutato 106,88 \$/bbl (-0,68 \$/bbl); il contratto CER DEC11 ha chiuso a 6,31 € (-0,34 €).

Martedì: gli analisti di Thomson Reuters Point Carbon hanno rivisto al ribasso le previsioni sul prezzo medio dell'EUA per Fase III (2013-2020), che ora è stimato aggirarsi intorno a 12,00 €/ton (-45% rispetto alle stime di Luglio che lo davano a 22,00 €/ton). La variabile che maggiormente ha influito nel processo di formazione del valore è stata l'assunzione che il target di riduzione delle emissioni del 20% entro il

2020 non sarà modificato dall'UE, visto anche il momento di crisi che sta coinvolgendo l'intera eurozona che non favorisce un maggior impegno economico da parte degli Stati membri in questo senso. Questa prospettiva si aggiungerebbe ad un atteso calo della domanda globale che peserà sulla crescita traducendosi in una maggiore sovrallotazione di permessi di emissione nel sistema ETS europeo, già colpito dalla recessione del 2009. I valori previsti da Point Carbon, comunque, sono ben al di sotto del consenso del mercato che al momento vede per il 2013 il valore medio dell'EUA muoversi intorno a 15,00 €/ton e per Fase III a 22,00 €/ton.

Il contratto EUA DEC11 ha chiuso a 9,10 € (+0,20 €); il contratto per l'energia tedesca ha chiuso a 54,38 €/MWh (+0,09 €/MWh); il Brent è valutato 109,03 \$/bbl (+2,15 \$/bbl); il contratto CER DEC11 ha chiuso a 6,40 € (+0,09 €).

Mercoledì: l'auspicato intervento diretto da parte dell'UE per limitare l'offerta di permessi di emissione, posticipando ad esempio l'inizio della vendita delle quote EUA della NER300, non sembra aver ricevuto ascolto da parte dell'organo esecutivo europeo, che vede questo tipo di provvedimento in conflitto il principio di libero mercato che fonda il meccanismo ETS. A Dicembre comunque al Parlamento Europeo avrà luogo la prima delle 5 votazioni per modificare la proposta sull'efficienza energetica che prevede tra l'altro la revisione del cap previsto per Fase III.

Il contratto EUA DEC11 ha chiuso a 8,44 € (-0,66 €); il contratto per l'energia tedesca ha chiuso a 53,89 €/MWh (-0,49 €/MWh); il Brent è valutato 107,02 \$/bbl (-0,66 \$/bbl); il contratto CER DEC11 ha

chiuso a 5,90 € (-0,50 €).

Giovedì: il 28 Novembre ha inizio la Conferenza di Durban sul Clima (COP17) che per due settimane avrà il compito di tenere alta l'attenzione sul tema della lotta al cambiamento climatico. Gli operatori non si aspettano che dal tavolo dei negoziati ne esca un'intesa su un accordo internazionale vincolante dato che restano molto distanti le posizioni tra i partecipanti. A poco più di un anno dalla conclusione del periodo di Kyoto l'UE, che si è detta favorevole all'estensione del Protocollo soltanto se dovesse aderire gli altri Paesi, soprattutto quelli responsabili per la maggior parte delle emissioni, spera di poter raggiungere un accordo globale entro il 2015 e che questo possa essere operativo almeno dal 2020. Il nuovo ministro dell'Ambiente, Corrado Clini, che sarà presente in Sud Africa a capo della delegazione italiana, si auspica di poter raggiungere un "partenariato tra economie sviluppate e quelle emergenti per un'economia globale decarbonizzata".

Il contratto EUA DEC11 ha chiuso a 7,89 € (-0,55 €); il contratto per l'energia tedesca ha chiuso a 53,53 €/MWh (-0,36 €/MWh); il Brent è valutato 107,78 \$/bbl (+0,76 \$/bbl); il contratto CER DEC11 ha chiuso a 5,40 € (-0,50 €).

Venerdì: il trend ribassista sul mercato della CO2 si è esteso ben oltre il limite segnato dai valori minimi che erano stati raggiunti durante il primo quarto del 2009 (8,05 €/ton). Un'ondata di vendite ha infatti portato il prezzo del contratto di riferimento dell'EUA (EUA DEC11) a livello intra-day fino sotto i 7,00 €/ton (6,90 nuovo minimo di Fase II) e solo grazie ai segnali tecnici di acquisto e alle prese di beneficio degli operatori, che hanno dato il via al rimbalzo, alla chiusura dell'ultima sessione settimanale è stata fatta segnare una perdita del 17% rispetto al Venerdì precedente. Il CER torna in backwardation con il contratto in scadenza a Dicembre 2011 che va fino sotto i 5,00 €/ton durante la mattinata di scambi per poi chiudere a 0,70 €/ton sotto i 6,00 €/ton visto come il costo di generazione dei crediti sul mercato primario.

Il contratto EUA DEC11 ha chiuso a 7,71 € (-0,18 €); il contratto per l'energia tedesca ha chiuso a 53,11 €/MWh (-0,42 €/MWh); il Brent è valutato 111,90 \$/bbl (+4,12 \$/bbl); il contratto CER DEC11 ha chiuso a 5,30 € (-0,10 €).



*Sales trader - iCASCO

Rinnovabili, non solo incentivi

Clini: "Decreti entro metà dicembre". Romano (Mse): "Ruolo Regioni fondamentale"

di R.M.

Nell'ultimo anno e mezzo la politica degli incentivi alle fonti rinnovabili ha subito un netto cambiamento. In precedenza si usava la leva economica per compensare le inefficienze del sistema, dall'approvazione del Pan in avanti c'è stato invece un "cambio di passo", con la definizione di un nuovo quadro programmatico più sostenibile. E' quanto ha detto il dg del Mse, Sara Romano, intervenendo oggi a Roma alla presentazione del nuovo studio di EnergyLab "Le energie da fonti rinnovabili: lo stato dell'arte", edito da Gieedizioni (Gruppo Italia Energia) (QE 29/11).

Il Pan, con il ruolo centrale affidato all'efficienza energetica, resta ancora valido, ha aggiunto Romano, nonostante i numeri siano ormai cambiati dopo l'esplosione del fotovoltaico. Quanto ai nuovi incentivi per le Fer elettriche, diverse dal FV, e per le Fer termiche i lavori dovrebbero concludersi a breve (QE 29/11). "Spero di avere i decreti pronti entro la metà di dicembre" anche "per facilitare gli investimenti", ha detto infatti il ministro dell'Ambiente, Corrado Clini, in audizione alla Camera. A questo proposito l'ex sottosegretario Stefano Saglia ha rilevato, a margine della presentazione del volume sulle Fer, che il Governo Monti si è trovato un lavoro "in fase avanzata, con i due decreti già quasi del tutto completi".

Al convegno di EnergyLab Clini ha affermato che il nuovo sistema incentivante, su cui ha lavorato a lungo insieme a Romano anche nella ex veste di dg del Minambiente, deve "rafforzare la capacità di produzione europea e nazionale. Considerando l'evoluzione tecnologica il problema della grid parity verrà presto risolto. Questi incentivi vanno sostenuti perché attrarranno investimenti privati in Italia. Non è importante la nazione di provenienza delle industrie che intenderanno investire, ciò che conta è che investano nel nostro Paese". Il ministro ha inoltre ribadito l'importanza di rendere strutturale il bonus del 55% per la riqualificazione energetica degli edifici.

Tornando a Sara Romano, il dg ha sottolineato come le Fer siano ormai entrate a pieno titolo nel tavolo sul mercato elettrico aperto al Mse. Tanto che le associazioni di settore hanno chiesto di partecipare alle riunioni (QE 4/11). Romano è comunque

convinta che per arrivare ai target Ue oltre agli incentivi, occorra un metodo. Ed è per questo, prosegue, che è "fondamentale il ruolo delle Regioni, ciascuna deve costruirsi il proprio percorso". Nell'allegato allo schema di decreto burden sharing, trasmesso alla Conferenza Unificata (QE 16/11), aggiunge, "abbiamo disegnato una metodologia che lascia margini di autonomia, in modo da creare una operatività che ottimizzi le variabili messe a disposizione dallo Stato ma con le caratteristiche proprie di ogni territorio". Due, rivela, le criticità sollevate dalle Regioni sul provvedimento: la possibilità che venga previsto un livello di sopportazione per i territori per determinate fonti e il potere sostitutivo dello Stato.

Al dibattito, concluso dal direttore generale di EnergyLab Silvio Bosetti, hanno partecipato anche Stefano Conti (Terna), Roberto Deambrogio (Egp), Costantino Lato (Gse), Carlo Manna (Enea), Agostino Conte (Confindustria) e Federico Testa (PD).

Efficienza, strategia da rinforzare

Amici della Terra e Rse nel corso di un convegno, oggi, a Roma di Miriam Spalatro

Via, oggi, nella capitale alla Terza conferenza nazionale sull'efficienza energetica promossa da Amici della Terra. L'iniziativa rientra nella campagna avviata dalla stessa associazione sin dal 2007 - con l'introduzione della strategia europea su energia e clima - per evidenziare la carenza della strategia stessa in merito all'obiettivo efficienza rispetto a rinnovabili e consumi di energia.

Lo slogan del convegno è "sfruttare la miniera del calore", che vuole evidenziare come tra sprechi, perdite e incentivazione delle fonti rinnovabili elettriche in Italia si stia sottovalutando una miniera di energia termica dal potenziale enorme che rappresenta, tra l'altro, una grossa quota del bilancio energetico nazionale.

Andrea Molocchi, responsabile dell'ufficio studi degli Amici della Terra ha aperto i lavori illustrando nella sua relazione (disponibile sul sito di QE) le osservazioni dell'Associazione sui decreti attuativi in corso di predisposizione su rinnovabili termiche, cogenerazione a biomasse e riforma dei Certificati Bianchi.

In merito al decreto ministeriale di ricordo dei TEE, D. Lgs 28/2011, Molocchi ha rilevato come rappresenti la priorità assoluta per il successo delle politiche nazionali energetiche sull'efficienza. Gli auspici sono: obblighi di risparmio energetico sta-

biliti almeno sino al 2020, per dare più certezze al mercato; la conferma delle nuove linee guida per i TEE di recente approvate dall'Autorità per l'Energia; il potenziamento delle strutture che sottendono alla gestione e la regolazione del meccanismo; l'introduzione nel decreto d'indirizzi chiari per l'applicazione del meccanismo TEE ai settori di "confine" (efficienza energetica nei trasporti ferroviari, aerei e marittimi e progetti di sostituzione modale). Ultimo, ma non meno rilevante, Molocchi ha auspicato più informazione per il pubblico.

"Una maggiore consapevolezza degli utenti ha detto - è sinonimo di un minore fabbisogno d'incentivi per accelerare scelte già convenienti". In merito al decreto sui contributi per gli interventi di piccole dimensioni, ex art. 28 D.Lgs, Molocchi ha evidenziato la forte discriminazione delle rinnovabili termiche rispetto a quelle elettriche. "C'è un grosso e irrisolvibile problema di equità che può essere al massimo mitigato tramite contributi mirati, solo per le nuove installazioni delle categorie che offrono maggiori benefici netti per la collettività con una rigorosa analisi costi/benefici". "Il flusso di oneri operato dai successivi conti energia per il fotovoltaico - 120 miliardi circa fino al 2035 - è sproporzionato rispetto alle altre tecnologie" ha detto.

Tuttavia, i limiti riguardano anche il periodo d'incentivazione, 20-30 anni nel caso delle rinnovabili elettriche, nello stesso D. Lgs, 10 anni nel caso delle termiche; le pompe di calore di piccole dimensioni il cui periodo d'incentivazione di 5 anni dovrebbe essere esteso almeno a 10 anni; e le disparità ingiustificate tra incentivo su pompe di calore a gas ed elettriche.

Molocchi ha anche evidenziato come un paese come l'Italia, caratterizzato da una posizione di forza nel panorama mondiale dell'efficienza energetica, può credere in questo mercato e pensare di esportare soluzioni grazie soprattutto all'ingegneria avanzata di cui il settore già dispone.

Massimo Galanti di Rse ha illustrato gli studi condotti per valutare la profittabilità degli investimenti in efficienza (la relazione è disponibile sul sito di QE). Studi che dimostrano come gran parte degli investimenti in efficienza siano remunerativi anche senza incentivi ed ha dichiarato come ostacoli all'efficienza: la difficoltà a misurarla e a incentivarla; la caratteristica di presentare una rosa molto ampia di soluzioni che coinvolgono in genere una pluralità di soggetti; i risparmi conseguibili non certi; la difficoltà a reperire finanziamenti da parte del sistema del credito; gli investimenti che non rientrano spesso nel core business delle aziende. Tutto questo mentre in Italia Rse ha stimato 400 mila aziende operanti nel settore e 3,5 milioni di occupati.



***Immagina se un'azienda
fotovoltaica potesse dire che
un modulo ogni dieci nel mondo
è di sua produzione.***

Con Suntech, è realtà.



È DIFFICILE CREDERE quanto fossimo piccoli quando abbiamo iniziato questa avventura nel 2001: 20 dipendenti e un fondatore che credeva fermamente nel futuro dell'energia solare. 10 anni dopo, possiamo affermare che aveva ragione. Oggi siamo il leader nel mercato del fotovoltaico, con oltre 15 milioni di moduli solari utilizzati in 80 paesi. Questo risultato conferma uno dei nostri principi più importanti: la Qualità vince sempre. www.suntech-power.com/b2b/it

 **SUNTECH**

Solar powering a green future™



dalla prima pagina

nare della Federazione italiana giuoco calcio non ha apprezzato. Anzi, ha rifilato alla società una bella multa da 15 mila euro. E ha inibito per 4 mesi il presidente Cesare Buttelli e l'a.d. Stefano Bena. Motivo? L'art. 10 comma 2 della legge 23 marzo 1981 n. 91 impedisce ai club di svolgere attività al di fuori di quelle sportive o ad esse connesse o strumentali.

La stessa Commissione ammette che la legge "può sembrare a prima vista obsoleta" e sottolinea la "necessità di un riesame della normativa". Ma finché quell'articolo è vigente va rispettato.

Arbitro, questa volta il cartellino rosso è per il legislatore.

FV, Egp: 60 MW da Difesa Servizi

2 dei 13 lotti. Intanto, al via 3,1 MW Juwi a Viterbo, Poi Martifer e Canadian Solar

Enel Green Power si è aggiudicata 2 dei 13 lotti messi a gara da Difesa Servizi Spa (la società di autofinanziamento del ministero della Difesa) per l'assegnazione di terreni del demanio militare sui quali realizza impianti fotovoltaici (QE 8/7).

In particolare, Egp ha conquistato i due lotti più grandi (il massimo assegnabile) in Sardegna e Campania: 190 ettari, pari a 60 MW FV potenzialmente realizzabili. Teulada (Cagliari) non è lontana da Portoscuso, dove la società di Enel per le Fer ha pressoché ultimato quello che sarà il suo più grande parco in Italia. Serre Persano, (Salerno), è invece sede della prima centrale fotovoltaica di Enel, a lungo la più grande d'Europa ed oggi completamente rinnovata.

I nuovi campi, per la cui realizzazione verranno utilizzati i moduli della nuova fabbrica di Catania della 3Sun (jv paritetica tra Egp, Sharp e STMicroelectronics) saranno in grado di produrre, a regime, fino a 80 milioni di kWh all'anno, corrispondenti ai consumi di quasi 30 mila famiglie.

Intanto, Juwi Energie Rinnovabili ha annunciato per venerdì l'inaugurazione del parco da 3,1 MW a Viterbo Grotte.

Novità all'estero per Martifer Solar e Canadian Solar: la prima ha realizzato 5 MW su un ex campo militare della Seconda Guerra Mondiale in Normandia (Francia), la seconda ha fornito i moduli per 8,5 MW nello stato tedesco del Meclenburgo/Pomerania Anteriore che verrà completato dalla berlinese saferay a dicembre.

FV, Gse: non cedibile iscrizione registro

Chiusa la seconda "finestra"

"L'art.8, comma 8 del DM 5 maggio 2011 stabilisce che l'iscrizione al Registro dei grandi impianti fotovoltaici non è cedibile a terzi", pena da decadenza dell'iscrizione. Lo ha precisato oggi una nota del Gestore dei servizi energetici (Gse), sottolineando che "il divieto è inderogabile".

L'impianto, rileva il Gse, "potrà essere ceduto una volta entrato in esercizio oppure nel momento in cui i lavori di realizzazione siano terminati e il Gestore di Rete ne abbia verificato con esito positivo l'effettiva conclusione, con ciò determinando la naturale fuoriuscita dal Registro".

Il Gse ha anche ricordato che, in attuazione del succitato DM, alle 24 di oggi si chiude il periodo di iscrizione al Registro riferito al primo semestre dell'anno 2012.

Antitrust sblocca vendita di Deval

Enel: il 51% a Cva per 40 m.ni €

Grazie alla modifica della legge regionale della Val D'Aosta n. 4/2010 (QE 21/10), l'Antitrust ha sbloccato la cessione da parte di Enel del 51% di Deval e Vallenergie a Compagnia valdostana acque.

Il Garante aveva imposto uno stop all'operazione soprattutto in considerazione di uno sconto del 30% sul costo relativo alla componente energia (Ped) concesso agli utenti dalle imprese fornitrici e rimborsato dalla Regione. Essendo Cva unica assegnataria dell'agevolazione, tale situazione costituiva per l'Antitrust una discriminazione nei confronti degli altri operatori. Lo scorso 24 ottobre è intervenuta una nuova legge regionale che ha cambiato il regime di agevolazioni. A metà novembre il Garante ha perciò approvato l'operazione.

Nel dettaglio, Cva è passata dal 49% al 100% delle due società versando a Enel un corrispettivo di 40 milioni €. Nel complesso, l'operazione consente al gruppo guidato da Fulvio Conti di ridurre l'indebitamento netto di oltre 90 milioni.

Deval opera nella distribuzione di energia elettrica in Valle d'Aosta con circa 3.900 chilometri di rete, 130.000 clienti finali e 157 dipendenti, mentre Vallenergie gestisce nel medesimo ambito territoriale la vendita di energia elettrica nel mercato di maggior tutela con circa 107.000 clienti serviti e 18 dipendenti (dati al 31 dicembre 2010).

Acea, Giani in Cda: acconto dividendo

Al posto del dimissionario Chiarini (GdfSuez). Cedola 0,28€

Sarà il presidente e a.d. di Ondeo Italia (GdfSuez), Giovanni Giani a sostituire nel Cda di Acea Aldo Chiarini.

L'a.d. di GdfSuez Energie Italia si era dimesso lo scorso 10 novembre, a seguito dei numerosi impegni professionali legati anche alla ristrutturazione del gruppo francese (QE 12/9).

Oltre a cooptare Giani, il Cda dell'utility romana ha anche approvato un acconto sul dividendo 2001 di 0,28 € per azione, in pagamento dal 22 dicembre. Decisione presa "sulla base della situazione contabile al 30 settembre 2011 del Gruppo Acea e alla luce della prevedibile evoluzione della gestione per l'esercizio in corso", spiega una nota.

Istat, l'inflazione frena a +3,3%

I dati preliminari di novembre

Battuta d'arresto per l'inflazione. A novembre, si evince dai dati preliminari dell'Istat, l'indice dei prezzi al consumo è cresciuto del 3,3% su base annua ma, allo stesso tempo, ha segnato una diminuzione dello 0,1% rispetto ad ottobre.

I beni energetici continuano a sostenere il trend di crescita, con quelli non regolamentati in fuga del 16,2% su base annua (+1% rispetto al mese precedente) e quelli regolamentati rispettivamente in salita del 10% e dello 0,2%.

Tra i singoli prodotti, la benzina è a +16,6% su base annua e a +0,2% rispetto al mese precedente, il diesel rispettivamente a +21,2% e +1,7%, il Gpl a +8,4% e -0,3%, il gasolio riscaldamento a +18,2% e +2,5% e il gas a +13,1% e +0,3%.





ITALIA

Il Gnl Rovigo è "infrastruttura strategica"

Il terminale ha ricevuto oltre 170 navi da 5 Paesi. L'a.d. Routledge al forum di Roma

Con un tasso di utilizzo della capacità di rigassificazione di oltre il 90%, ossia superiore alla media attuale di utilizzo delle infrastrutture energetiche che si attesta attorno al 70% (fonte Rie), il terminale Adriatic Lng "si conferma come un'infrastruttura strategica per l'approvvigionamento di gas nel nostro Paese". Lo ha sottolineato oggi al forum European Gas Infrastructure for Interconnectivity and Interoperability in corso a Roma l'amministratore delegato di Adriatic Lng, Alistair Routledge, rimarcando che, in un mercato del gas come quello italiano che dipende per circa il 90% dall'estero, l'impianto di rigassificazione a 15 km dalla costa veneta ha consentito l'apertura di nuove rotte di importazione.

A fine novembre 2011, ha reso noto Routledge, sono giunte al terminale oltre 170 navi metaniere, provenienti da 5 diversi Paesi fornitori: per la maggior parte dal Qatar, ma anche da Egitto, Trinidad & Tobago, Guinea Equatoriale e Norvegia. Grazie all'avvio del terminale, l'approvvigionamento via mare ha permesso di soddisfare circa il 12% delle importazioni totali di gas italiane, fornendo un contributo di grande importanza apparso evidente in occasione delle recenti crisi dei gasdotti Transitgas e Greenstream.

Nel 2010, ha rimarcato il manager scozzese, "abbiamo immesso nella rete nazionale quasi 7 m.di di mc, pari a circa il 10,4% del totale delle importazioni e all'8,5% dei consumi totali di gas a livello nazionale".

Il terminale Adriatic Lng, situato al largo di Porto Levante (Rovigo), ha celebrato il mese scorso i due anni di attività (QE 19/10).



Decommissioning nucleare, "quadro da ridefinire"

Documento di consultazione dell'Autorità alla luce del nuovo piano industriale di Sogin

Il quadro normativo di riferimento per le attività del decommissioning nucleare, nonché di quelle connesse ai nuovi compiti assegnati alla Sogin dal decreto legislativo n.

31/2010 (oggetto del recente referendum), "non risulta ancor oggi definito". Questa considerazione e la fase di revisione, da parte della stessa Sogin, di strategie e pianificazione degli interventi sono alla base della decisione dell'Autorità per l'Energia di diffondere un documento di consultazione.

Nel dettaglio, con deliberazione 19 luglio 2010 ARG/elt 109/2010 il regolatore ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di riconoscimento degli oneri conseguenti alle attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, di chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse e conseguenti, di cui al decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25, convertito, con modificazioni, dalla legge 17 aprile 2003, n. 83 svolta dalla società SO.G.I.N. - Società Gestione Impianti Nucleari Spa, al fine di aggiornare i criteri di efficienza economica e le disposizioni per la separazione contabile definite per il periodo 2008-2010 con la deliberazione 30 luglio 2008, ARG/elt 103/08.

Il documento (disponibile sul sito di QE), si sottolinea, si inserisce nell'ambito del suddetto procedimento e propone per la consultazione gli orientamenti dell'Autorità in relazione ai meccanismi di riconoscimento degli oneri nucleari per il secondo periodo regolatorio. I soggetti interessati sono invitati a far pervenire le proprie osservazioni entro il 23 dicembre 2011. Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità.

Nella parte introduttiva del documento, l'Autorità richiama le linee portanti del piano Sogin 2011-2015 (QE 12/10) centrato, si dice, sulla riconduzione all'interno della società di molte attività che prima erano commissionate all'esterno; sull'integrazione sempre più stretta con Nucleco; nella realizzazione del DN-PT con finanziamenti a carico del conto oneri nucleari; nella rimodulazione delle attività e nell'anticipazione delle attività di smantellamento convenzionale.

Il documento riassume le caratteristiche principali dei criteri di efficienza economica



2008-2010 e delle Disposizioni per la separazione contabile del primo periodo di regolazione, espone un'analisi dei risultati conseguiti assieme ai principali fattori in grado di introdurre novità in vista del secondo periodo e registra le relative proposte dell'Autorità.

Ascopiave si prepara a nuovi acquisti

Buy back da massimi 63,4 milioni €. Obiettivo Amga Legnano ma ci sono altri target in Lombardia e Triveneto

di C.M.

Ascopiave appronta le munizioni per la "battaglia" delle acquisizioni. L'assemblea ha approvato ieri un piano di acquisto di azioni proprie fino al 20% (pari a 46.882.315 azioni) del capitale. All'attuale valore di Borsa (circa 1,2 €), il buy back arriverebbe a massimi 57,3 milioni €. Il tetto sono comunque i 63,4 milioni degli utili distribuibili e delle riserve disponibili al 31 dicembre 2010.

L'operazione è appunto finalizzata a nuove acquisizioni, magari da concludere in parte con scambi azionari. L'obiettivo più a breve termine dovrebbe essere Amga Legnano (QE 19/10). Dopo che la richiesta di sospensione della gara presentata da Amga Udine è stata respinta dal Tar Lombardia, la data room ha preso il via con 11 pretendenti e si concluderà ai primi di dicembre. A quanto risulta a QE, lunedì 5 sono attese le offerte vincolanti. Per gli 87 mila clienti gas e i 1.000 elettricità in ballo, però, Legnano chiede una contropartita cash: la base è di circa 30 milioni €.

Nel mirino di Ascopiave ci sono comunque altre "prede". A settembre il neo presidente Fulvio Zugno aveva detto a QE che il target era di conquistare altri 150/200 mila clienti tra Lombardia e Triveneto (QE 2/9).



Market coupling Ue, verso regole comuni

Bruxelles propone 4 opzioni, in consultazione fino al 29 febbraio

Le iniziative volontarie avviate da vari Paesi Ue per il market coupling dei sistemi elettrici, tra cui quello tra Italia e Slovenia (QE 18/4), hanno dato buoni risultati, ma senza un quadro comune europeo sarà difficile arrivare a una reale unione dei mercati nazionali entro il 2014 come previsto dal terzo pacchetto energia comunitario (QE 4/2). Ne è convinta la direzione generale Energia della Commissione Ue, che ha perciò lanciato una consultazione sull'argomento ricordando che l'Agenzia dei regolatori energetici Acer (QE 28/7) e l'associazione dei Tso elettrici Entso-E (QE 23/9) stanno preparando le linee guida e il relativo codice di rete per l'allocatione della capacità e la gestione delle congestioni elettriche, di cui il market coupling è un elemento essenziale.

Nel documento di consultazione (disponibile sul sito di QE), Bruxelles propone 4 opzioni per arrivare al market coupling continentale: continuare con l'attuale approccio volontario senza azioni aggiuntive da parte della Ue, mantenere le differenze tra i market coupling locali, raggiungere un alto livello di armonizzazione, arrivare all'integrazione a livello europeo anche con la creazione di una nuova entità regolata per gestire il market coupling.

Le risposte alla consultazione devono essere trasmesse entro il 29 febbraio 2012.

Eni, addio a Tenp e Transitgas

Finalizzata la cessione dei gasdotti alla belga Fluxys

Dopo una gestione durata oltre 30 anni, Eni abbandona i gasdotti elvetico-tedeschi che portano in Italia il gas norvegese e olandese. Il Cane a sei zampe ha infatti finalizzato oggi gli accordi sottoscritti con Fluxys G a settembre (QE 23/9), che prevedono la cessione all'operatore della rete belga del 100% di Eni Gas Transport International SA e del 46% di Transitgas AG (il sistema svizzero Transitgas) e del 100% di Eni Gas Transport Deutschland Spa e di Eni Gas Transport GmbH, che a sua volta detiene il 49% di Trans Europa Naturgas Pipeline KG e il 50% di Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH (il sistema tedesco Tenp).

L'operazione, che rientra nell'ambito degli impegni presi con la Commissione euro-

pea nel settembre 2010, prevede per l'Eni un corrispettivo complessivo di 1.068 milioni di franchi svizzeri per le partecipazioni nel sistema Transitgas e di circa 60 milioni di euro per quelle nel sistema Tenp.

Restano comunque in vigore i contratti "ship or pay" di Eni con Eni Gas Transport Deutschland ed Eni Gas Transport International.

A margine della finalizzazione dell'accordo con l'Eni, l'amministratore delegato di Fluxys, Walter Peeraer, ha definito l'acquisizione una "tappa colossale" nello sviluppo della società, la cui rete si estende ora dalla Gran Bretagna all'Italia attraverso Olanda, Belgio, Germania, Francia e Svizzera. "Questo però è soltanto l'inizio", ha sottolineato Peeraer, giacché, grazie agli investimenti in corso, il sistema dei gasdotti di Fluxys sarà non solo potenziato, ma diverrà interamente bidirezionale e consentirà così di trasportare il gas indifferentemente da nord a sud e nella direzione inversa.

L'Azerbaijan boccia il gasdotto Nabucco

E promuove il progetto Socar-BP di Evgeny Utkin

"Politicamente l'Azerbaijan sostiene il Nabucco, ma questo progetto non tiene conto dei nostri interessi e di quelli delle aziende produttrici". La doccia fredda per il gasdotto dal Caspio all'Europa è arrivata dal direttore del Centro di ricerca sul petrolio azero, Ilham Shabanov, che intervenendo al VI Energy Forum si Sopot ha confermato che Baku "intende sviluppare un gasdotto proprio per rifornire l'Europa" (QE 18/11).

Nel progetto azero da 30 miliardi di mc l'anno "siamo pronti ad accogliere sia le aziende produttrici che i Paesi di transito", ha precisato Shabanov, aggiungendo che è già stato espresso interesse da parte della compagnia di Stato azera Socar e di BP, operatore del giacimento Shah Deniz 2.

Ai giornalisti che chiedevano se Nabucco potrà ancora contare sul gas azero, Shabanov ha risposto in modo tanto perentorio quanto inequivocabile: "No".

Un colpo fatale per Nabucco era del resto arrivato un paio di settimane fa, quando nel corso di una visita a Baku l'inviato speciale di Washington per le questioni energetiche in Asia Centrale, Richard Morningstar, ha consigliato di puntare su progetti meno ambiziosi, dato che Nabucco è troppo costoso e sovradimensionato.

Sembra insomma che nella gara per il Corridoio Sud, oltre al progetto Socar-BP, siano restati solo Tap e Itgi.

Total, rivoluzione al vertice

Nominati i direttori generali delle nuove divisioni. Ma è sciopero

Rivoluzione al vertice di Total, per adeguarlo alla nuova struttura societaria che separerà le attività nel downstream in una divisione per la raffinazione e chimica e in una per l'approvvigionamento e commercializzazione di prodotti petroliferi (QE 10/10). La major ha annunciato ieri sera la nomina dei direttori generali delle nuove divisioni, tra i quali non figura l'attuale numero due del gruppo e d.g. della Chimica, François Cornélis. Una nota informa infatti che Cornélis, presidente della belga Petrofina fino alla fusione con Total nel 1999, "ha chiesto di lasciare le funzioni operative".

Lascia anche Michel Bénézit, al momento alla guida della Raffinazione e Marketing, che viene però nominato consigliere del presidente Christophe de Margerie.

Dal prossimo 1° gennaio, il d.g. della nuova divisione Raffinazione e Chimica sarà il 48enne Patrick Pouyanné, mentre Philippe Boisseau (49 anni) diverrà d.g. della divisione Supply & Marketing. Yves-Louis Darricarrère, che manterrà il ruolo di d.g. Esplorazione & Produzione, sarà anche d.g. della divisione Gas & Nuove Energie e guiderà un gruppo di lavoro sul futuro assetto delle attività nel gas e nelle rinnovabili.

Dal 1° gennaio 2012, il comitato esecutivo di Total sarà composto da de Margerie, Pouyanné, Boisseau, Darricarrère, dal segretario generale Jean-Jacques Guilbaud e dal direttore finanziario Patrick de La Chevrière. Escono Cornélis e Bénézit. La riorganizzazione della compagnia dovrebbe essere completata entro il 1° gennaio 2013. I sindacati, tuttavia, hanno già iniziato a mostrare inquietezza, nonostante la promessa di mantenere intatta la forza lavoro.

La Cgt ha indetto per domani uno sciopero delle stazioni di servizio Proseca, il marchio "di lusso" di Total in Francia, per protestare contro una piano di riorganizzazione che, secondo il sindacato, comporterà il licenziamento di 770 dipendenti su un totale di 2.000. In base al piano, che si inquadra nella razionalizzazione della rete francese del gruppo (QE 16/6), su 228 p.v. Proseca 28 saranno trasferiti ad Argedis (un altro brand di Total presente sulle autostrade) e 90 a gestori indipendenti.

La direzione di Proseca ha giustificato il trasferimento, che sarà effettuato in 12 mesi a partire da aprile, con una perdita di fatturato del 40% negli ultimi due anni dovuta alla legge che ha imposto restrizioni alla vendita di alcol nelle stazioni di servizio.



OGGI IN PRIMO PIANO

Assoelettrica, se ne vanno 5 società

GdfSuez, Sorgenia, Tirreno Power, Egl e Repower. Si tenta di ricucire lo strappo. Ma c'è già in cantiere una nuova associazione

Bufera in Assoelettrica.

A quanto appreso da QE, cinque società hanno deciso di abbandonare l'associazione: GdfSuez, Sorgenia, Tirreno Power (controllata dalle due società precedentemente citate), Egl e Repower. Le motivazioni sarebbero divergenze sulla governance: in sostanza, le imprese non si sentono adeguatamente rappresentate. Sempre a quanto risulta a QE, l'a.d. di Sorgenia, Massimo Orlandi, sta valutando le dimissioni da vice presidente di Assoelettrica.

La lettera di fuoriuscita è stata depositata, e la cessazione del rapporto scatterà dal 1° dicembre. Ma per statuto gli associati dovranno continuare a versare i contributi nei 12 mesi successivi. Per rispettare una clausola considerata "vessatoria", i "dissidenti" hanno esplicitamente chiesto di poter partecipare alle attività di Assoelettrica per il prossimo anno.

Contemporaneamente, però, i 5 gruppi hanno già in progetto di costituire una nuova associazione, sempre all'interno di Confindustria, ovviamente aperta a chiunque voglia aderirvi. Lo statuto sarebbe già pronto. Per Assoelettrica, è evidente, questo rappresenta un rischio di ulteriori fuoriuscite. Bisogna però capire come la nuova associazione possa essere varata se le 5 società continueranno a partecipare alle attività di As-

soelettrica. Su questo le trattative sarebbero in corso.

Il malcontento ha radici lontane, certamente anche legate alla crisi che sta mettendo in ginocchio i cicli combinati. E' però evidente l'insoddisfazione per l'attività di un'associazione ritenuta troppo sensibile alle esigenze dell'Enel, di gran lunga il principale socio.

Ora Assoelettrica proverà a ricucire lo strappo. Anche se la decisione delle 5 società appare al momento irrevocabile.

E.ON premia chi consuma meno

Sconti in bolletta e soluzioni di efficienza energetica

Non è facile che un fornitore di elettricità e gas premi chi consuma meno. Per cercare di fidelizzare la propria clientela, però, può valere la pena rinunciare a qualche kWh o metro cubo. Così E.ON ha deciso di lanciare il programma di fidelizzazione "E.ON EnergiaPremiata" che assegna punti ai clienti che conseguono risparmi rispetto all'anno precedente (confermando quindi il proprio fornitore). I punti possono essere convertiti



in sconti in bolletta o soluzioni di efficienza energetica, con un ulteriore effetto benefico sull'ambiente.

Nell'ottica del risparmio energetico è anche la novità dei "punti bonus aggiuntivi" per i clienti che decidono di cambiare i vecchi elettrodomestici con nuovi apparecchi di classe A++ e A+, al fine di rendere le proprie abitazioni più efficienti. Punti omaggio anche ai clienti che richiedono i premi, scaricano la newsletter elettronica di "E.ON EnergiaPremiata" o che effettuano l'autolettura del gas con la "Mobile App. di E.ON".

Da domani, 1° dicembre, fino al 24 dicembre, gli iscritti al programma fedeltà potranno inoltre partecipare al concorso online "E.ON Concorso Natale 2011-3- Calendario dell'Avvento", legato all'Avvento delle festività natalizie che mette in palio ogni giorno sconti in bolletta e buoni vacanza in formula 2x1 e ogni settimana smartphone e tablet Samsung.

Quotidiano Energia.
Punto di riferimento.



Notizie,
analisi
e commenti.

Abbonati subito!

QE QUOTIDIANO
ENERGIA
È un prodotto Gruppo Italia Energia
ENERGIA

www.quotidianoenergia.it



Taccuino Monti. Sulla delega Energia

Occhi puntati sul sottosegretario Claudio De Vincenti. Mentre è iniziato il conto alla rovescia sulla manovra economica

Chiusa la partita di viceministri e sottosegretari (allargando la compagine governativa con il ministro della Funzione Pubblica), il presidente del Consiglio, Mario Monti, registra un infortunio dell'agenda tra Roma e Bruxelles. Mentre premono le decisioni sulle prime misure economiche, lunedì prossimo in Cdm, cui seguirà un vertice europeo che in molti (non solo i mercati) considerano decisivo per le sorti dei debiti sovrani e quindi dell'euro, a ridosso del "ponte" dell'Immacolata.

Tanti e tali incombenze che le attese per l'energia rischiano di restare travolte, nonostante il battesimo ufficiale del neoresponsabile al Mse, Corrado Passera, sia avvenuto proprio in materia, con la partecipazione ad un Consiglio Ue dal nutrito ancorché non risolutivo ordine del giorno.

Il fatto è che le indiscrezioni della lunga vigilia che ha preceduto il Cdm di lunedì scorso sulle nomine, avevano alimentato la tesi dell'arrivo di un sottosegretario con una delega visibilmente e da subito "forte" per l'energia. Una sorta di "post-Saglia" immediatamente al lavoro per tutta quella serie di interventi da tempo in cantiere che il precipitare della crisi ha avuto l'effetto di congelare. Lanciando però lo sguardo anche al futuro prossimo (leggi, in specie, attuazione del terzo pacchetto Ue) e al capitolo riforme e liberalizzazioni.

Il confronto (si dice assai acceso fino all'ultimo) ha prodotto invece un risultato diverso, almeno per quello che è sicuramente un primo giudizio. Ma non completamente avulso dal contesto.

Tullio Fanelli, in pole dall'inizio per l'incarico, è approdato all'Ambiente di Corrado Clini. E al Mse (scontata la scelta di Mario Ciaccia alle Infrastrutture) sono arrivati due nomi inattesi: quelli di Claudio De Vincenti e Massimo Vari. Secondo alcuni, la delicatezza di materie come Tlc ed energia, oggetto da una parte di veti incrociati e dall'altra di pressioni per evitare scelte estreme, ha consigliato infine il ministro a muoversi con cautela. Nel primo caso, tuttavia, la delega ad hoc dovrebbe rimanere per un po' nelle sue mani. Nel secondo, superata la pressione del confronto pre-Cdm, al contrario, tutto lascia pensare che il prescelto sia proprio De Vincenti.

Professore di Economia Politica alla Sa-

pienza, il neosottosegretario ha trascorsi politici e operativi di rilievo come coordinatore del NARS (Nucleo di consulenza del Cipe per la regolazione dei servizi di pubblica utilità) presso il ministero del Tesoro (1997-2001) e membro del Consiglio degli esperti economici della Presidenza del Consiglio dei Ministri (1998-2001), consulente di Vincenzo Visco alle Finanze ed Enrico Letta all'allora Mise. Una storia che ne spiegherebbe la scelta nell'ambito dei possibili interventi in tema di tariffazione e regolazione (per esempio, nel settore idrico) ma anche nell'ottica dell'apertura al mercato dei servizi locali.

D'altra parte, si fa notare, la vita di questo governo varato per l'emergenza, soggetto ad un sostegno politico bipartisan obbligato ma comunque condizionato e tragguradato (bene che vada) ad un anno per il fine legislatura, difficilmente potrà scontare riforme e azioni di largo respiro nell'energia. Settore da sempre oggetto di robusto lobbismo dopo le ultime ormai lontane liberalizzazioni dell'elettricità e del gas. E questo nonostante i trascorsi del premier a Bruxelles. Di qui un'azione limitata più che altro a gestire il dovuto che, comunque, è già molto e di per sé (decreti attuativi su efficienza e rinnovabili, terzo pacchetto Ue, distribuzione gas, mercato elettrico, carburanti, etc) non è affatto indolore.

I prossimi giorni offriranno segnali. Come pure saranno indicativi della volontà o meno del ministro di rinforzare la struttura organizzativa del dicastero (in primis con la chiusura della sede vacante al Dipartimento Energia), il che avrebbe un significato importante anche ai fini del lavoro in tandem con il sottosegretario.

L'incarico a Fanelli, d'altra parte, potrebbe voler dire che il governo Monti ha cercato un punto di raccordo col Mse di cui, non a caso, si era parlato non molti giorni fa come possibile unico dicastero con un viceministro con delega all'Ambiente. Ipotesi poi rientrata con la nomina di un profondo conoscitore della "macchina" (non solo nazionale), come Clini.



Ets Ue, registro unico il 30 gennaio

Piena operatività in giugno

Il registro Ets unico Ue sarà attivato in due fasi. Lo ha annunciato oggi la direzione generale al Clima della Commissione europea, precisando che la prima fase partirà il 30 gennaio 2012, al fine di consentire agli operatori del trasporto aereo di aprire i loro conti e ricevere i permessi gratuiti entro la fine di febbraio.

La piena attivazione del registro unico, incluso il trasferimento dei conti esistenti dai registri nazionali, non arriverà però prima del giugno 2012. Infatti, spiega una nota di Bruxelles, "la Commissione e gli Stati membri hanno convenuto che, sebbene siano stati compiuti progressi sostanziali nella preparazione della transizione, occorre più tempo per finalizzare la preparazione ed evitare ogni rischio di interruzione del ciclo annuale di conformità". Tale ciclo, ricorda la nota, prevede nel 2012: l'allocatione dei permessi gratuiti per il 2012 in febbraio, il rendiconto degli operatori sulle emissioni verificate 2011 in marzo, la restituzione dei permessi in aprile e i controlli finali sulla conformità ("compliance") in maggio.

I registri nazionali rimarranno operativi fino all'attivazione del registro unico.

Upstream Eni

Si rafforza in Australia

Eni ha annunciato l'acquisto del 32,5% del campo a gas di Evans Shoal nel Mare di Timor, in Australia. Il giacimento offshore si trova nel permesso esplorativo NT/P48 nel bacino North Bonaparte, circa 300 km a nord ovest di Darwin, in un campo in cui è già presente un impianto per la liquefazione del gas. Il campo di Evans Shoal, scoperto nel 1998 e non ancora sviluppato, ha un volume di gas in posto di circa 198 miliardi di metri cubi di gas.

A fine ottobre, Eni aveva raggiunto un accordo per l'acquisto delle quote detenute da Santos (40%) a fronte di un pagamento iniziale di 250 milioni di dollari e di un altro fino a 100 milioni di dollari soggetto al sanzionamento della decisione finale di investimento del progetto per lo sviluppo di Evans Shoal e in funzione del volume delle riserve certe e probabili. Al completamento dell'acquisizione delle quote di Santos, Eni ha concordato di vendere a Shell una quota del 7,5% del permesso esplorativo di NT/P48. Entrambe le transazioni sono soggette ad approvazione come da normativa.



Tempi stretti: “Agire su contrattazione”

Legare salari a produttività. La proposta Confindustria Energia

Il fatto che il comparto della raffinazione in Italia (e non solo) viva da tempo una fase molto delicata non è cosa nuova. Il presidente dell'Unione Petrolifera, Pasquale De Vita, aveva lanciato l'allarme all'inizio dello scorso anno (QE 2/2/10). Da allora l'impianto di Cremona (Tamoil) è stato chiuso, quello di Porto Marghera (Eni) è stato fermato per sei mesi e gli altri faticano non poco a far quadrare i conti.

Ieri, in occasione del convegno “Produttività e negoziazione, al tempo della crisi” organizzato da Confindustria Energia, il problema è riemerso in tutta la sua drammaticità: i margini insufficienti e il calo dei consumi hanno messo a dura prova la capacità di resistenza delle aziende e la loro possibilità di operare in modo efficiente ed economico, con l'effetto di mettere in discussione la nostra stessa sicurezza ed autonomia degli approvvigionamenti.

La “crisi sistemica”, ha sottolineato De Vita nel suo intervento (disponibile in allegato sul sito di QE), “non interessa solo il nostro Paese ma l'Europa intera, dove molti operatori hanno cominciato a ripensare il loro ruolo”. Per questo l'Italia ha spinto per una discussione in seno al Consiglio Energia Ue al fine di mettere a punto una strategia comune che permetta al sistema produttivo europeo di rimanere competitivo e, in ambito nazionale, è stato istituito un tavolo tecnico presso il ministero dello Sviluppo Economico e sono in corso audizioni alla Commissione Attività Produttive della Camera (QE 8 e 28/11).

“In attesa di capire come evolverà la situazione”, ha aggiunto De Vita, oltre alla definizione del perimetro del nostro fabbisogno e ad un conseguente adeguamento produttivo, la strada da percorrere per migliorare la produttività delle nostre raffinerie è quella di “rafforzare e modernizzare la struttura della contrattazione collettiva nazionale”. Cosa che, ha aggiunto l'assistente al presidente, Alfredo Pasquali, si può fare intervenendo sui due livelli di contrattazio-

ne (nazionale e aziendale) integrandoli tra di loro. Da un lato, dunque, si dovrebbe confermare l'attuale impianto di retribuzione fissa integrandolo con una quota variabile in relazione all'apporto individuale, dall'altro puntando su premi variabili collegati alla redditività.

Al convegno ha preso parte anche Carlo Stagnaro (Istituto Bruno Leoni), il quale ha rammentato gli elementi di criticità del comparto (calo strutturale della domanda, crisi congiunturale, adeguamento della produzione alla domanda, concorrenza di Africa ed Estremo Oriente, cambio del mix dei greggi), focalizzando poi il proprio intervento sulle “nuove” minacce che rischiano di affossare definitivamente l'industria europea, tra cui le politiche ambientali, la direttiva sui bunkeraggi (dal 1° gennaio 2015 il contenuto di zolfo dovrà scendere allo 0,1%) e la fiscalità sui prodotti e sui produttori.

Di qui, sottolinea Stagnaro, la necessità di allungare i tempi dell'adeguamento dei bunker, di vietare ulteriori aumenti delle accise, di abbandonare una fiscalità discriminatoria per le aziende del settore, di semplificare gli iter amministrativi, di favorire una transizione verso una carbon tax o una border adjustment tax e di ottimizzare la struttura dei costi.

La ricetta delle compagnie

Le audizioni di Q8, Api e Saras

Chiusura di alcuni siti meno competitivi con contestuali azioni di bonifica dei terreni da valorizzare attraverso utilizzi alternativi, modernizzazione e potenziamento di quelli in grado di affrontare le crescenti difficoltà dello scenario mondiale. Queste le misure che, secondo Kuwait Petroleum Italia, devono essere adottate per una rapida razionalizzazione del comparto italiano della lavorazione del greggio. A sostenerlo dinanzi alla commissione Attività Produttive della Camera nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulla crisi del settore della raffinazione è stato Pietro Ferrara, advisor e consigliere di amministrazione della Raffineria di Milazzo. La compagnia lamenta altresì la lentezza

degli iter autorizzativi che le normative nazionali e regionali impongono agli operatori, costringendo le compagnie a rinviare investimenti chiave per i siti produttivi.

All'indagine conoscitiva ha preso parte anche l'a.d. di Api, Umberto Scarimboli, che ha sottolineato come a partire dal 2009 la raffineria di Falconara non riesca più a coprire i costi fissi dello stabilimento se non attraverso la produzione di energia elettrica e come siano urgenti misure sia a livello comunitario (riequilibrio della concorrenza rispetto ai Paesi con differenti vincoli sociali e ambientali, ridimensionamento degli impegni per l'utilizzo dei biocarburanti, rivisitazione della Road Map al 2050 in senso meno punitivo per i combustibili fossili, impiego della leva fiscale per correggere lo sbilanciamento dei consumi benzina/diesel) che nazionale.

Nel dettaglio, il gruppo italiano chiede il coordinamento e l'armonizzazione nell'ambito del Mse delle attività petrolifere per dirimere discrasie tra normative e/o posizioni nazionali e regionali, una riflessione sulla possibilità di rivedere il titolo V della Costituzione ridando al comparto quel ruolo centrale che i tempi e gli eventi internazionali impongono, la fissazione di termini temporali certi per il rilascio delle diverse autorizzazioni, la costituzione di un organo tecnico super partes al quale si possa ricorrere per la risoluzione di controversie tecniche locali in materia ambientale. Accanto a questo, Api chiede il riconoscimento dello stato di crisi del settore della raffinazione, l'agevolazione per procedure ad hoc della flessibilità in uscita, l'applicazione di procedure semplificate per i controlli fiscali nei siti produttivi, la possibilità di compensare la Robin Tax a livello di gruppo e la sospensione di ogni ulteriore aumento nell'impiego dei biocarburanti.

Il d.g. di Saras, Dario Scaffardi, segnala infine nel suo intervento l'assurdità delle molteplici chiusure di impianti in Europa, dove la capacità totale è inferiore di circa 2,5 m.ni b/g rispetto ai consumi, e richiama la strada indicata dal ministro dell'Energia francese Besson: limitare i flussi di prodotti raffinati provenienti da paesi asiatici e mediorientali, riequilibrio fiscale tra benzina e gasolio, piano di sviluppo armonico nell'introduzione dei biocarburanti, stabilità a livello normativo.

QE Quotidiano Energia

Direttore responsabile: Stefano Delli Colli • Direttore editoriale GIE: Emanuele Martinelli • Redazione di Roma: Romina Maurizi (caposervizio), Luigi Stieri, Luca Tabasso, Carlo Maciocco, Claudia De Amicis • Redazione di Milano: Evgeny Utkin • Advisor: Diego Gavagnin • Collaboratori: Francesca di Macco, Miriam Benedettini, Vittorio D'Ermo, Matteo Falcione, Antonello Minciaroni, Alberto Pototschnig, Miriam Spalatro • Produzione: Leonardo Rosa, Roberta Avanzati • Amministrazione: Simona Tomei • Abbonamenti: Raffaella Landi • Registrazione: Tribunale di Roma n. 372 del 30 settembre 2005 • Redazione e uffici: Via Piave 7, 00187 Roma, Tel: 06.45479150 - Fax: 06.45479172, e-mail: redazione@quotidianoenergia.it • Redazione di Milano: Via Settembrini 56, 20124 Milano, Tel: 02.92888701 - Fax: 02.92888700 • Editore: Gruppo Italia Energia Srl • Amministratore unico: Franca Rossi • Pubblicità: Serena Selvarolo Tel: 06.45479161 - Fax: 06.45479172, Celfina Siracusa Cell. 340.6743898