

GASDOTTO GALSI

Si decide in aprile

pag. 2

UPSTREAM ABU DHABI

Total in maxi-progetto

pag. 4

COLLEGATO AMBIENTALE

“No aggravio oneri”

pag. 7

RISULTATI GAZPROM

Pesano rublo e Ucraina

pag. 11

QUIRINALE

Finalmente si inizia a votare

Tanti i provvedimenti in attesa alle Camere

di Romina Maurizi

Finalmente si comincia a votare per eleggere il nuovo Capo dello Stato. La speranza è che si faccia presto e soprattutto bene. Una soluzione condivisa (in queste ore il PD ha fatto il nome di Sergio Mattarella) eviterebbe il rischio, segnalato da più di un osservatore politico, che

■ segue a pag. 7

ITALIA HUB DEL GAS

Transitgas-Tenp sarà bidirezionale

Approvata la decisione finale di investimento

Fluxys ha preso la decisione finale d'investimento per rendere bidirezionale il flusso dei gasdotti Transitgas e Tenp.

■ a pag. 2

Tap, il Tar sblocca i carotaggi

pag. 2

MERCATO ELETTRICO

“La riforma è improrogabile”

L'appello di Assoelettrica. Allarme Eurelectric: il crollo prezzi mette gli investimenti a rischio

Assoelettrica torna sulla riforma del mercato elettrico ribadendo un messaggio prioritario: “È improrogabile”. “Il settore attraversa una crisi senza precedenti” - dice il presidente Testa. Intanto Eurelectric ha presentato un rapporto da cui emerge un marcato calo degli investimenti nelle Fer tra il 2011 e il 2013.

■ a pag. 9 e 11

CAPACITY MARKET



Perché aspettare ancora? (pag. 8)

RETE & EXTRARETE

Cresce il self e si vede sui Prezzi Italia

Cambia il rapporto di convenienza dei carburanti

I consumatori appaiono più massicciamente orientati a fare il self per risparmiare sugli impianti delle compagnie. Il “famoso” servizio che era l'arma degli impianti tradizionali, sembra sempre più in disuso.

pag. 6

LA PROPOSTA

AU, una mission ambientale

Offtaker per contratti a lungo termine nelle Fer

Il 2015 potrebbe essere l'anno di riforma del mercato elettrico. Si dovrebbero cercare soluzioni innovative per le rinnovabili.

■ a pag. 10

CROLLO PETROLIO

Shell e Omv, giù gli investimenti

Gli austriaci svalutano asset per 700 m.ni €

Nel 2015 il gruppo anglo-olandese taglierà le spese di 15 m.di dollari, quello austriaco da 3,9 a 2,5-3 m.di euro l'anno.

■ a pag. 11

■ DATI PRELIMINARI 2014

Cdp, utile in calo ma oltre le attese

Mobilizzate risorse per 29 m.di € (+5%). Intanto, ok assemblea ad ampliamento perimetro d'azione

pag. 12



Gli indici energia (pag. 3)

Oggi in evidenza su

Greggi, su lo spread Wti-Brent PAG. 4

Rating di legalità: boom di richieste PAG. 7

Energia Ue, mercati più flessibili PAG. 11

Enel chiude cessione SF Energy a Sel/DE PAG. 12



L'edizione 2015 dell'Omc Daily sarà curata dalla redazione di quotidianoenergia.it

Italia hub del gas, arriva la decisione finale d'investimento

Il sistema Transitgas-Tenp sarà bidirezionale dall'estate 2018

Fluxys ha preso la decisione finale d'investimento per rendere bidirezionale il flusso dei gasdotti Transitgas e Tenp. Dalla fine dell'estate 2018, sarà così possibile trasportare gas attraverso la Svizzera dall'Italia alla Germania e alla Francia, nonché tra Germania e Francia.

Non solo. Se la richiesta di capacità Sud-Nord dovesse crescere, sottolinea una nota, "gli investimenti al momento decisi saranno progressivamente aumentati per includere anche capacità nell'area di mercato Gaspool in Germania e Belgio, creando così anche un accesso al Regno Unito e connettendo perciò i tre più grandi mercati europei".

Gli investimenti per rendere bidirezionale il sistema Transitgas-Tenp "sono allineati con il progetto reverse flow dell'operatore italiano Snam", aggiunge la nota, spiegando che "il ventaglio di fonti disponibili in Italia include gas da Azerbaijan, Africa e potenzialmente altre fonti una volta che sarà in funzione il Corridoio Sud".

Fluxys sottolinea inoltre che la bidirezionalità del sistema Transitgas-Tenp favorirà la liquidità tra le piattaforme del gas di Italia (Psv), Francia (Peg Nord e Peg Sud) e Germania (Ncg).

Gli investimenti previsti dall'operatore della rete belga, conclude la nota, "includono interventi per l'inversione del flusso alle stazioni di compressione sia in Svizzera che in Germania, nonché la realizzazione di un impianto di deodorizzazione che per la prima volta permetterà alla Germania di importare gas da Paesi con altre tecniche di odorizzazione".

Fluxys non ha indicato né l'entità degli investimenti previsti per il progetto né la capacità del futuro flusso Sud-Nord.

In base ai piani avviati da Snam (QE 20/3/14), già dalla fine di quest'anno, o al più tardi all'inizio del 2016, sarà possibile esportare dall'Italia alla Svizzera 5 milioni di mc di gas al giorno (1,82 miliardi di mc l'anno) grazie a una serie di interventi sulla rete di trasporto: un impianto di misura a Passo Gries e i metanodotti da 48" Cremona-Sergnano (50 km) e Poggio Renatico-Cremona (150 km) e da 56" Zimella-Cervignano (171 km). Quest'ultima linea è l'unica opera ancora in costruzione (fine lavori entro l'anno), le altre sono state già completate.

In una seconda fase, che terminerà nel 2018 in linea con i tempi previsti dal progetto di Fluxys, la capacità di esportazione italiana salirà a 40 m.ni mc/g (14,6 m.di mc/anno), a seguito della realizzazione di altri gasdotti e stazioni di compressione.

Galsi, il destino si saprà in aprile

Sonatrach: "Ancora in corsa"

Malgrado l'attuale situazione di mercato il progetto Galsi non è stato abbandonato, sebbene il termine finale per la decisione di investimento abbia subito l'ennesimo (quanto atteso) slittamento ad aprile 2015.

E' quanto emerge dalle dichiarazioni del presidente e d.g. ad interim di Sonatrach, Said Sahnoun: "La decisione finale sull'investimento è stata rinviata fino ad aprile - ha detto il manager algerino all'agenzia Aps - I partner del progetto stanno studiando la possibilità di costruire il gasdotto transcontinentale".

A ottobre il progetto era stato escluso dall'accesso ai fondi Ue nell'ambito del Programma energetico europeo per la ripresa (Eepr), ma a dicembre il gasdotto tra Italia e Algeria è stato comunque incluso nella lista dei Progetti prioritari Ue (QE 29/12/14).

Sempre a ottobre (QE 30/10/14), l'a.d. di Enel Francesco Starace aveva detto che il Galsi "è un bel problemino, perché non si giustifica più un gasdotto alla luce dell'evoluzione del prezzo del gas algerino e del disincanto degli altri investitori".

Dopo la cessione della quota detenuta dalla Regione Sardegna (11,5%), i soci dell'iniziativa sono rimasti Sonatrach (41,6%), Edison (20,8%), Enel (15,6%) e Hera (10,4%). Con quote che dovrebbero essere incrementate proporzionalmente a seguito dell'acquisto della partecipazione della Regione.

Tap, il Tar Lazio sblocca i carotaggi

Accolto il ricorso cautelare della società contro lo stop ai lavori imposto dal Comune di Melendugno. Merito il 10 giugno

Il Tar Lazio sblocca i carotaggi del gasdotto Tap (QE 22/12/14).

I giudici hanno infatti accolto il ricorso cautelare della società Trans Adriatic Pipeline, sospendendo l'ordinanza del Comune di Melendugno che lo scorso 7 settembre aveva imposto lo stop ai lavori.

Il Tribunale ha tenuto conto del "prevalente interesse pubblico alla realizzazione dell'infrastruttura, che si configura quale opera strategica e di preminente interesse per lo Stato, come evidenziato dalla stessa difesa erariale, che ha aderito, in camera di consiglio, alla richiesta cautelare svolta dalla parte ricorrente".

I giudici hanno anche rilevato "i profili di urgenza delle indagini" di carotaggio, ricordando che per esse "non è risultato necessario il nulla osta paesaggistico" e che costituiscono "adempimento della prescrizione del decreto Via".

L'udienza sul merito è stata fissata per il 10 giugno.

LA GIORNATA GAS	
28 GENNAIO 2015	
Rete nazionale: preconsuntivo del gas trasportato	milioni di mc da 38,1 MJ
Totale immesso (di cui)	323,3
Importazioni	156,0
- Mazara del Vallo	12,9
- Tarvisio	71,3
- Passo Gries	35,7
- Gela	18,6
- Gorizia	0,0
- Panigaglia	0,0
- Cavarzere	17,5
- Livorno	0,0
Produzione Nazionale	15,2
Stoccaggi (1)	152,1
- Stogit	147,1
- Edison Stoccaggio	5,0
Totale prelevato (di cui)	323,3
Riconsegne di terzi e consumi di sistema (di cui)	314,1
- Termoelettrico	65,3
- Industriale	42,4
- Impianti di distribuzione (2)	206,4
Reti di terzi e consumi di sistema (3)	9,2
- Esportazione Gorizia	0,2
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

GREGGI (\$/B)

	28/1	Var. % 27/1	Var. % 2014
WTI (Futuri)	44,45	-3,85	-54,34
Brent (Futuri)	48,47	-2,28	-55,06
Paniere Opec	44,08	1,94	-57,89
Paniere QE Italia	47,97	-2,30	-57,02

Fonte: QE su dati mercato

COSTO TERMoeLETRICO (€/MWH)

	gen-15	feb-15
ITEC	64,37	57,96
ITEC12	59,49	56,58

Fonte: Ref-e

BORSA ELETTRICA ITALIA

Prezzi Ipx (€/MWh)			
	F1	F2	F3
29/1	57,00	54,01	43,78
var. % sett.	-2,17	-1,66	-1,55
	Media	Piene	Vuote
29/1	53,15	56,49	44,54
var. % sett.	-1,99	-1,97	-1,71

Domanda Sistema Italia

Media oraria (MW)	37.824
Massima (MW)	46.609
Prezzo ora max (€/MWh)	60,88
Ora max	18:00 - 19:00

Fonte: elaborazione QE su dati GME

BORSE EUROPEE 29/1 (€/MWH)

	Base Load	Peak 8.00-20.00
Powernext (Fr)	49,60	56,79
Eex (De)	26,24	32,70
Ipx	51,75	56,81

Fonte: QE su dati mercato

GAS (€/MWH)

	28/1	Var. % 27/1
Psv (ITA) *	23,30	2,19
NetConnect (DE)	20,31	0,97
GasPool (DE)	20,27	1,30
Ttf (NL)	19,79	1,75
Zeebrugge (BE)	19,98	1,34
Gaspoint Nordic	20,33	0,98

*Indice MAGI mese successivo Fonte: QE su dati mercato

EMISSION TRADING (€/TON)

	28/1	Var. % 27/1
Exx/Ice	6,96	0,72
Eex	6,76	-0,88

Fonte: QE su dati mercato

PRINCIPALI TITOLI ENERGIA (€)

	29/1	28/1
Eni	14,930	15,200
Enel	4,004	4,004
Snam	4,376	4,350
Terna	3,942	3,918
A2A	0,841	0,847
Acea	9,930	10,010
Saras	1,005	1,001
Hera	2,154	2,190
Iren	1,028	1,024
Erg	10,230	10,350
Ascopiave	1,900	1,895

Fonte: QE su dati Borsa Italiana

CAMBIO €/€ 29/1 1 € = 1,1315 \$ (var. -0,0029)

Fonte: QE su dati Bce


 Leggi l'ultimo numero di **e7**

Sul tuo Pc, iPad o Smartphone il settimanale della tecnologia, dell'innovazione e dell'efficienza

e7 Il settimanale di quotidiano energia

e7.mag.quotidianoenergia.it

Prezzi carburanti, torna la stabilità

Mercati internazionali in salita sulla benzina e fermi sul diesel. Check-Up Prezzi QE

Mercati internazionali dei prodotti petroliferi in aumento soltanto sulla benzina (fermo il diesel) e prezzi raccomandati sulla rete carburanti nazionale che dopo i rialzi degli ultimi giorni ritrovano la stabilità.



Sul territorio, comunque, prezzi praticati ancora in salita ovunque, in scia ai recenti ritocchi all'insù dei listini. Secondo quanto risulta in un campione di impianti che rappresenta la situazione italiana per il servizio Check-Up Prezzi QE, il prezzo medio praticato "servito" della benzina va oggi dall'1,562 euro/litro di Eni all'1,582 di Shell (no-logo a 1,445). Per il diesel si passa dall'1,481 euro/litro di Eni all'1,508 di Q8 (no-logo a 1,352). Il Gpl, infine, è tra 0,600 euro/litro di Esso e 0,625 di Shell (no-logo a 0,601).

Le punte minime sempre sul "servito" (no-logo escluse), osservate per tutti e tre i prodotti nel nord Italia, sono oggi fino a 1,477 euro/litro per la benzina, 1,430 per il diesel e 0,565 per il Gpl e risultano ancora in crescita.

Prezzi medi praticati con servizio (€/l) del 29/1/2015 NAZIONALE

	Eni	TotalErg	Esso	IP	Q8	Shell	Tamoil	No logo
Benzina	1,562	1,578	1,570	1,579	1,581	1,582	1,580	1,445
Diesel	1,481	1,496	1,483	1,498	1,508	1,501	1,503	1,352
Gpl	0,606	0,612	0,600	0,612	0,613	0,625	0,610	0,601

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.

Total in maxi-progetto upstream ad Abu Dhabi

Alla major francese il 10% della concessione Adco

Total ha annunciato oggi la firma con il Supreme Petroleum Council di Abu Dhabi e la locale compagnia di Stato Abnoc di un accordo che conferisce alla major francese il 10% della concessione Adco, in cui si trovano i 15 principali campi onshore di Abu Dhabi che rappresentano oltre la metà dell'intera produzione petrolifera dell'Emirato.

La concessione, precisa una nota, ha validità dal 1° gennaio 2015 e una durata di 40 anni. La produzione media di Adco è prevista quest'anno in circa 1,6 milioni di barili al giorno, che al 2017 saliranno a 1,8 m.ni b/g.

"Total è onorata di essere la prima compagnia internazionale ad essere stata scelta dal Governo di Abu Dhabi e da Adnoc per partecipare a questa nuova concessione onshore e di essere stata scelta come leader tecnico di due dei maggiori gruppi di campi", ha dichiarato l'amministratore delegato del colosso d'oltralpe, Patrick Pouyanné.

Greggi, su lo spread Wti-Brent

Sull'olio Usa pesa ancora il boom degli stock. Bene il mercato del lavoro americano e tedesco

Seduta a due colori per Wti e Brent, con il benchmark americano che dopo l'impennata delle scorte Usa registrata ieri (a Cushing ci si è avvicinati di nuovo ai 39 m.ni b) non è riuscito a beneficiare degli spunti incoraggianti emersi dai dati macro pubblicati in giornata. Oltreoceano, infatti, le richieste di sussidi di disoccupazione sono scivolte ai minimi dall'aprile del 2000 (-23.000 nell'ultima settimana), mentre in Germania il tasso dei senza lavoro si è attestato in gennaio al 6,5%, livello più basso degli ultimi 20 anni.

Alle 16.50, quindi, il greggio statunitense cedeva 50 cent a 44 \$/b, mentre il marker europeo guadagnava 20 cent a 48,7 \$/b.



Con Check-Up Prezzi QE, Quotidiano Energia - in collaborazione con Oil & Energy Consulting - fornisce il monitoraggio e la sintesi dei prezzi dei carburanti praticati sul territorio dalle grandi Compagnie e dai No Logo. Valori in continuo movimento, in funzione della crescente competizione nelle differenti macroaree del territorio nazionale.

Per poter analizzare al meglio queste dinamiche, il servizio - disponibile su abbonamento - permette di consultare on line tali valori e scaricare tabelle e grafici interattivi.

Per maggiori informazioni: www.quotidianoenergia.it
Tel. 06.45479150/64 o scrivi a abbonamenti@quotidianoenergia.it

Stacco Italia-Ue, il diesel crolla sotto il cent/litro

In caduta libera anche lo scarto sulla benzina. Tra i big scendono solo i carburanti italiani

Nuovo deciso passo indietro per lo stacco sul prezzo dei carburanti in Italia e in Europa, con lo scostamento sul diesel crollato addirittura sotto la soglia del cent/litro. Dall'ultima rilevazione dell'Unione Petrolifera, su dati della Commissione Ue, emerge infatti che al 26 gennaio il divario sulla "verde" è diminuito rispettivamente di 0,9 e di 1 cent nei confronti di Eurozona e Ue a 28, scivolando a quota +1,1 e +1,6 cent/litro. Prezzi in salita in Germania (+1 cent), Spagna (+0,4 cent) e Regno Unito (+0,4 cent), fermi in Francia e in discesa solo in Italia (-0,9 cent).



Lo stacco sul diesel, dal canto suo, è arretrato di 0,9 cent a +0,7 cent/litro sull'area euro e di 1 cent a +0,1 cent/litro sui Ventotto. Anche in questo caso i prezzi italiani sono gli unici a scendere tra i big continentali (-0,9 cent): Francia (+0,1 cent), Germania (+1,3 cent), Spagna (+0,3 cent) e Regno Unito (+0,5 cent).

Cresce di 0,4 cent a +10,5 e +10,3 cent/litro il differenziale sul gasolio riscaldamento, mentre lo scarto negativo sul denso Btz si attesta a -0,024 euro/kg e -0,028 euro/kg.

PREZZI UE E PREZZI IN ITALIA AL NETTO DELLE IMPOSTE (€/LITRO) RILEVAZIONE DEL 26/1/2015

	Benzina	Diesel	Gasolio riscald.	O.c. denso Btz	Benzina	
Austria	0,433	0,492	0,455	0,252	media	Scost. Italia
Belgio	0,405	0,456	0,425	0,226	U.E. 28	0,434 0,016
Bulgaria	0,441	0,503	0,436	-	U.E. Euro	0,438 0,011
Cipro	0,457	0,526	0,498	0,629	Diesel	
Croazia	0,417	0,470	0,414	0,662	media	Scost. Italia
Danimarca	0,493	0,563	0,633	0,363	U.E. 28	0,487 0,001
Estonia	0,402	0,482	0,506	-	U.E. Euro	0,481 0,007
Finlandia	0,466	0,559	0,498	-	Gasolio riscaldamento	
Francia	0,426	0,440	0,484	0,307	media	Scost. Italia
Germania	0,430	0,482	0,425	-	U.E. 28	0,447 0,103
Grecia	0,435	0,563	0,461	0,308	U.E. Euro	0,445 0,105
Irlanda	0,416	0,476	0,464	0,516	O.c. denso Btz	
Italia	0,450	0,488	0,550	0,300	media	Scost. Italia
Lettonia	0,422	0,500	0,487	-	U.E. 28	0,328 -0,028
Lituania	0,403	0,491	0,433	0,200	U.E. Euro	0,324 -0,024
Lussemburgo	0,457	0,503	0,433	-		
Malta	0,694	0,722	0,708	-		
Olanda	0,434	0,491	0,360	0,465		
Polonia	0,440	0,489	0,500	0,390		
Portogallo	0,443	0,514	0,483	0,453		
Per. Ceca	0,431	0,525	0,441	0,306		
Romania	0,429	0,500	0,364	0,481		
Slovacchia	0,473	0,540	-	0,250		
Slovenia	0,406	0,440	0,402	0,360		
Spagna	0,465	0,508	0,424	0,319		
Svezia	0,439	0,540	0,429	0,304		
U.K.	0,409	0,492	0,397	-		
Ungheria	0,448	0,519	0,519	0,486		

O.c. denso Btz 1% di zolfo tranne che per Bulgaria, Cipro, Lettonia, Lituania e Malta con qualità di zolfo Atz.
Prezzo dell'O.c denso espresso in €/Kg

Fonte: Unione Petrolifera su dati Commissione Europea

Tutta l'energia di 13.000 contatti

Crea con noi la tua Campagna DEM

Centri media 5%

Aziende tecnologiche 20%

Energivori 15%

Istituzioni 20%

Associazioni 5%

Energy Manager 15%

Utility 20%

scopri come

Gruppo italiaenergia

Sempre più self, e si vede sui Prezzi Italia

Intanto cambia il rapporto di convenienza dei carburanti: diesel e Gpl incalzano il metano

di Antonello Minciaroni

Rete - Inversione di tendenza con i prezzi dei carburanti in salita. Causa esclusiva del dietrofront il crollo dell'euro verso il dollaro.

Gli impianti che portano i colori delle compagnie petrolifere praticano i seguenti prezzi con servizio: benzina €/l 1,48-1,65, diesel €/l 1,43-1,54, Gpl €/l 0,56-0,63, metano €/kg 0,94-1,04.

Gli impianti della Gdo, da parte loro, sono rimasti generalmente fermi con la verde a €/l 1,33-1,46, diesel €/l 1,22-1,34, Gpl €/l 0,52-0,60, metano €/kg 0,84-0,96.

Prendendo in esame il prezzo Italia elaborato dal Mse il 16 dicembre 2014 e quello ultimo del 26 gennaio, risulta per la benzina un ribasso di 13 centesimi al litro e per il diesel di 12,5 centesimi.

Questi dati segnalano almeno due fenomeni che sono sotto gli occhi degli osservatori di mercato: le compagnie reagiscono sempre più decisamente alla concorrenza delle no-logo e della Gdo, prova ne sia i prezzi self registrati da Check-up Prezzi QE che uguagliano quelle degli "indipendenti" e il peso sul mercato di questi ultimi risulta in continuo aumento.

Si può certamente aggiungere a tutto questo il fatto che i consumatori sono sempre più massicciamente orientati a fare il self per risparmiare sugli impianti delle compagnie. Il "famoso" servizio che era l'arma degli impianti tradizionali, sembra sempre più in disuso.

I dati consuntivi delle vendite 2014 sono impietosi per le reti delle petrolifere. Per la benzina le loro vendite sono diminuite di 560 milioni di litri, per il diesel di 335. Per le no-logo sono aumentate rispettivamente di 370 e 796 milioni di litri.

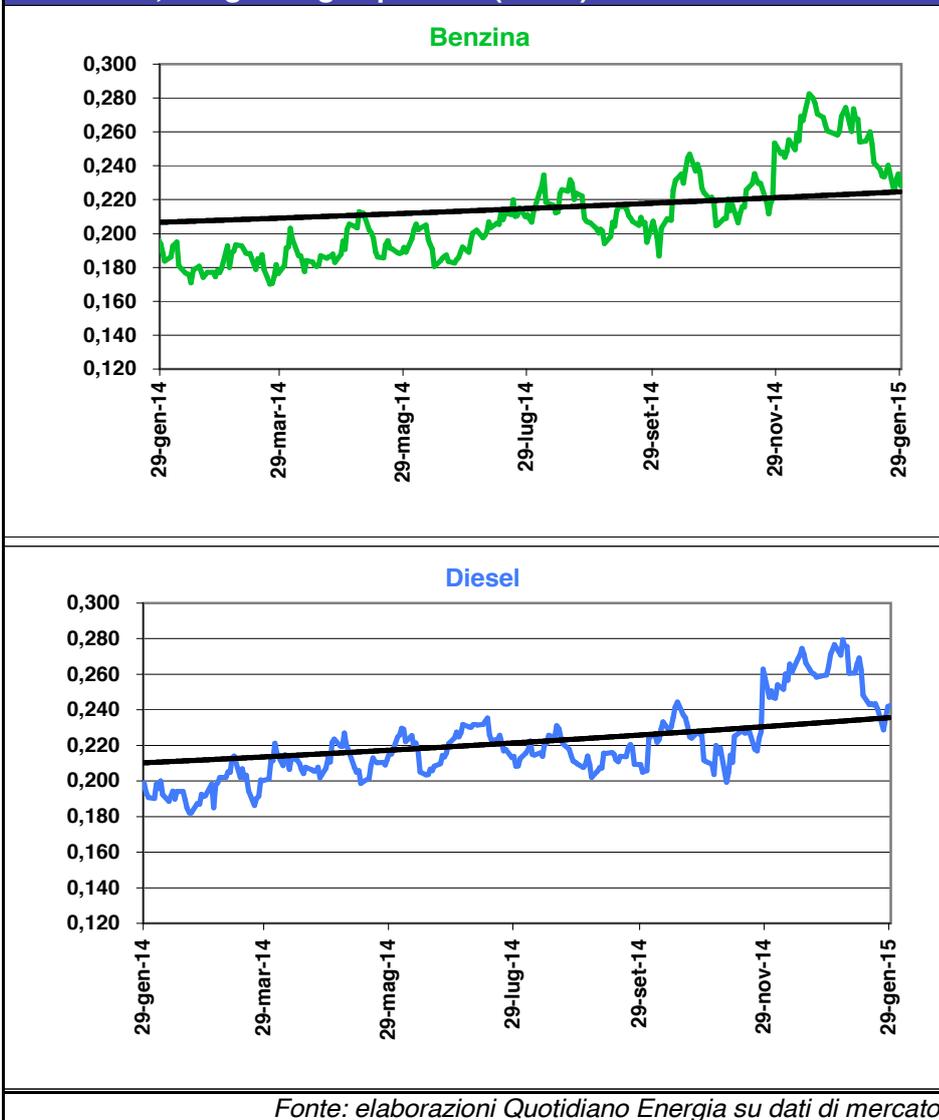
Altra interessante novità è il mutato rapporto di convenienza dei vari carburanti alla luce degli attuali prezzi di mercato. Il costo chilometrico risulta di 5,5 cent di € per il metano di 6,1 per il Gpl, di 7,7 per il diesel e di 12,7 per la benzina.

In particolare diesel e Gpl hanno guadagnato terreno e la grande convenienza che il metano ha di norma avuto è al momento quasi svanita.

Margini -Il livello medio della settimana, rispetto alla precedente, risulta diminuito di 2,5 cent per la benzina e 2,9 per il diesel.

Rispetto al margine medio dei tre anni precedenti è superiore di 0,9 per la benzina e invariato per il diesel.

Carburanti, margini degli operatori (€/litro)



Mercato extrarete - I prezzi all'ingrosso nel periodo sono saliti per la benzina di 2,1 cent, di 1,3 per il diesel.

Sulla base dell'attuale andamento dei prodotti e della quotazione dell'euro per lunedì 2 febbraio i prezzi saranno in discesa per il diesel, in salita per la benzina.

Reti no-logo - La differenza prezzi fra rete ed extrarete è diminuita per la benzina di 2,5 e per il diesel di 3 cent.

Benzina: nord fra 1,41 e 1,46 €/l e centro-sud fra 1,41 e 1,47 €/l.

Diesel: nord fra 1,30 e 1,35 €/l e centro-sud fra 1,31 e 1,40 €/l.

Mercato - La produzione di greggio negli Usa continua a salire. Nell'ultima settimana ha raggiunto il suo massimo da agosto 1973 a 9,213 mil/b/g.

Il presidente Obama, con una folta e qualificatissima delegazione al seguito, è andato a rendere omaggio al nuovo re dell'Arabia Saudita. Evidentemente la situazione dei prezzi del greggio non sembra inficiare gli ottimi rapporti fra i due Paesi. Pare piuttosto che il puzzle si stia ricostruendo: gli Usa cercano l'indipendenza energetica e mettono in crisi Paesi come la Russia e il Venezuela. L'Arabia Saudita, dal canto suo, tiene sotto scacco l'avversario storico sciita iraniano.

Nel 2012 il prezzo raggiunse il suo massimo assoluto a 97,7 € a barile. Nel 2014-2015 lo stesso oscilla fra 39,5 € e 84,8 €.

La quotazione odierna è 42,7 € in aumento di 0,4 € rispetto al periodo precedente.

DALLA PRIMA PAGINA - QUIRINALE, FINALMENTE SI VOTA


ci si infili in una palude da cui difficilmente Governo e maggioranza uscirebbero con la forza necessaria per portare a termine le tante riforme avviate e annunciate.

Chiusa la lunga pagina del toto-Quirinale, il Parlamento potrà così tornare a lavorare a pieno ritmo e non solo sui pur importanti Ddl costituzionale e nuova legge elettorale. Ma anche su quelle norme attese dalle imprese, soprattutto in una fase di timidi segnali di ripresa.

Sono tanti i provvedimenti che giacciono tra Camera e Senato. Par-

tendo da Montecitorio e concentrandosi solo su quanto di interesse, deve ancora entrare nel vivo il lavoro delle commissioni riunite Affari Costituzionali e Bilancio per la conversione del DL Milleproroghe, pubblicato in Gazzetta a fine 2014. Un mese quindi passato invano.

Molte le misure di rilievo presenti nel testo, tra cui: tassazione agroenergie, Sistri, congelamento dell'aumento delle accise carburanti che sarebbe dovuto scattare a inizio anno in virtù della clausola di salvaguardia legata alla cancellazione dell'Imu. Clausola disattivata col DL che ha introdotto una copertura alternativa legata alle maggiori entrate conseguenti al rientro dei capitali dall'estero, aggiungendo tuttavia che se con questa strada non venissero reperite risorse sufficienti si ricorrerebbe a un aumento degli acconti Ires e Irap nonché, dal 2016, a un rincaro delle accise. Una strada incerta su cui infatti il servizio bilancio della Camera ha chiesto chiarimenti all'esecutivo che non sono ancora arrivati.

A Montecitorio, commissioni Finanze-Attività Produttive, è stato appena assegnato anche il DL Investment Compact che prevede, tra le altre cose, misure per favorire gli investimenti delle imprese, l'estensione delle agevolazioni previste per le start up alle Pmi innovative, un nuovo ruolo di Sace a vantaggio dell'internazionalizzazione dell'economia.

Passando al Senato, è ancora in commissione Ambiente, dove dovrebbe cominciare a breve il lavoro sugli emendamenti, il cosiddetto collegato ambientale alla Legge di Stabilità 2014. Il testo, approvato dalla Camera, contiene, tra l'altro, disposizioni in materia di Strategia per lo sviluppo sostenibile, la valutazione di impatto sanitario per le centrali elettriche, l'eliminazione del tetto dei 20 MW sui Seu, norme sui sottoprodotti utilizzabili negli impianti a biomasse e biogas...

E in Senato, commissioni Industria-Ambiente, c'è anche il DL Ilva e sviluppo di Taranto e il Ddl sui reati ambientali, appena approvato in sede referente dalle commissioni Giustizia-Ambiente. Sempre a Palazzo Madama, commissione Affari Costituzionali, c'è - in prima lettura - il Ddl delega per la riorganizzazione della P.A. cui sono stati recentemente presentati emendamenti per il taglio delle partecipate.

La mole di provvedimenti è destinata presto a salire visto che Matteo Renzi ha già annunciato per il 20 febbraio la presentazione dei decreti attuativi della delega fiscale, i rimanenti del Job's act e il Ddl concorrenza.

Per marzo il premier ha promesso inoltre il Green Act, per aprile interventi sulla Rai e si spera che non sia l'occasione per ritentare l'inserimento del canone in bolletta già abbastanza gravata da oneri vari.

Tornando al Parlamento ci sono infine le attività conoscitive in corso, come l'affare assegnato sulle strategie dei vertici delle partecipate dallo Stato in commissione Industria del Senato. Quelle approvate e non ancora partite: è il caso dell'indagine sulle concessioni autostradali in commissione Ambiente della Camera o dell'affare assegnato sui vertici Sogin presso le commissioni Industria e Ambiente di Palazzo Madama. O che attendono solo le conclusioni, come l'indagine sui prezzi energia della commissione Industria sempre del Senato. A proposito, che fine ha fatto?

Collegato ambientale: "Evitare aggravio oneri di sistema"

Il parere della X Senato

"Evitare che i nuovi adempimenti per le imprese introdotti dal provvedimento - pur finalizzati a migliorare l'impatto ambientale - producano aggravii amministrativi ed economici al settore produttivo e che le modifiche agli incentivi esistenti vengano attentamente valutate per evitare un aggravio degli oneri di sistema, ossia sulla bolletta elettrica, alla luce dell'obiettivo annunciato dal governo di riduzione del 10% del prezzo dell'elettricità per le piccole e medie imprese".

Con questa condizione la X Commissione Industria al Senato ha dato parere favorevole al collegato ambientale della legge di stabilità 2014 (atto 1676), nella seduta del 27 gennaio.

Il presidente Mucchetti, relatore sul disegno di legge, aveva formulato una proposta di parere favorevole con condizioni nella precedente seduta, che è risultata quella approvata.

Rating di legalità: "Boom di richieste"

Antitrust: tra il 2013 e il 2014 sono più che raddoppiate

Le richieste inviate all'Antitrust per ottenere il rating di legalità sono passate dalle 142 del 2013 alle 402 del 2014, per un totale di 544 al 31 dicembre scorso.

Secondo il presidente Giovanni Pitruzzella "Il trend in forte crescita conferma la validità e l'efficacia di un meccanismo premiale in funzione della trasparenza e della libera concorrenza. Questo, insieme alla repressione e alla punizione dei reati, è il miglior antidoto contro quella tassa occulta che è rappresentata dalla corruzione".

Del rating assegnato, spiega una nota, secondo quanto prevede la legge e in base a quanto previsto nel decreto n. 57/2014, "si tiene conto in sede di concessione di finanziamenti da parte delle pubbliche amministrazioni, nonché in sede di accesso al credito bancario". In forza della stessa normativa, "gli istituti di credito che omettono di tener conto del rating attribuito in sede di concessione dei finanziamenti alle imprese sono tenuti a trasmettere alla Banca d'Italia una dettagliata relazione sulle ragioni della decisione assunta".

Nel dettaglio, a fine 2014 sono stati attribuiti 271 rating, pari al 50% delle richieste, contro 12 dinieghi. Per la maggioranza le richieste provengono dal Nord, 43,3%, rispetto al 22% del Centro e al 31,7% del Mezzogiorno. Circa il 25% dei richiedenti, infine, opera in settori come l'edilizia, le costruzioni, il trasporto merci e persone, lo smaltimento dei rifiuti.

Ipex, capacity market: perché aspettare ancora?

Come ha riconosciuto l'Autorità i presupposti per anticipare i tempi ci sono. Il capacity payment "transitorio" sarebbe dovuto già partire. A cura di Energy Advisors

Calma piatta sul mercato all'ingrosso italiano. La domanda si mantiene in leggera ripresa, con consumi che salgono dell'1,57% e prezzi che invece flettono del 2,74%. Sull'anno precedente i carichi sulla rete sono pressoché equivalenti (c'è una diminuzione di 240 MW, ma è riconducibile al diverso andamento climatico, con temperature superiori a quelle del 2014, che si traducono in minori consumi). Se sommiamo il fattore climatico a quello efficienza (che continua a svilupparsi, sia nel residenziale, sia nell'industria), sotto il profilo del ciclo congiunturale rimane valida la conclusione che la recessione è terminata e siamo all'inizio della ripresa.

Quanto ai prezzi, che vedono una contrazione più accentuata

nelle ore vuote (con un -4,54% in F3), dopo il recupero della settimana scorsa, ma comunque non indifferente anche nelle piene (-2,91% in F1) gioca certamente un ruolo anche l'elevata idraulicità che ha contraddistinto tutto il 2014 ed anche l'inizio del 2015. Lo scorso anno la produzione idroelettrica, con oltre 58 TWh ha toccato il massimo storico, superando il già elevato livello dei 54 TWh del 2013 (nel 2012 avevamo avuto solo 44 TWh).

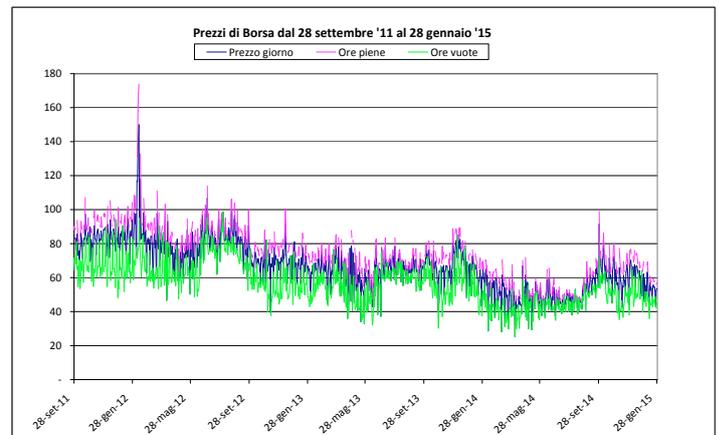
Ovvio il riflesso sui prezzi, come sulle politiche di bidding dei produttori come Enel ed A2A che dispongono di una consistente capacità idroelettrica ed hanno messo in una sorta di mothballing commerciale i propri cicli combinati, che quasi non si affacciano sul mercato. Le perduranti incertezze sul capacity market, sia nei tempi, sia nei meccanismi operativi ed in particolare sulla sussistenza o meno di un floor e del suo livello, continuano a tenere in vita, anche se marginali, impianti che girano meno di 1.000 ore l'anno, mantenendo alta l'overcapacity. E' francamente incomprensibile il ritardo che il Mse sta accumulando su questo tema, come sul capacity payment "transitorio", quello che avrebbe dovuto premiare la flessibilità e che avrebbe già dovuto essere in funzione oggi.

Oltretutto ci sarebbero tutti i presupposti, come ha riconosciuto l'AEEGSI, per anticipare i tempi delle aste per il capacity market: con la perdurante overcapacity non c'è ragione di aspettare i quattro anni inizialmente previsti e che erano funzionali a dare tempo ad un nuovo entrante di costruire un nuovo impianto, perché non ci sono pazzi sul mercato. E' sufficiente, come ha correttamente indicato l'Autorità aprire questo mercato anche agli operatori esteri, per garantire parità di trattamento e concorrenza su scala europea. Perché allora aspettare ancora?

PREZZI IPEX - MGP				
GIORNI	F1 €/MWh	F2 €/MWh	F3 €/MWh	GIORNO €/MWh
01/04/2004 - 21/01/2015	88,87	75,13	51,39	71,97
22/01/2015	58,26	54,92	44,47	54,23
23/01/2015	58,76	54,92	43,47	54,29
24/01/2015		51,24	41,71	48,68
25/01/2015			42,88	42,88
26/01/2015	55,93	55,10	40,92	52,34
27/01/2015	56,57	55,89	43,99	53,41
28/01/2015	56,27	57,65	44,02	53,63
22/01/2015 - 28/01/2015	57,17	54,12	43,05	51,73
01/04/2004 - 28/01/2015	88,81	75,09	51,37	71,94

DOMANDA MEDIA SISTEMA ITALIA				
GIORNI	F1 €/MWh	F2 €/MWh	F3 €/MWh	GIORNO €/MWh
01/04/2004 - 21/01/2015	43.269	37.380	29.387	35.682
22/01/2015	42.860	39.409	27.610	37.057
23/01/2015	43.743	39.163	27.807	37.477
24/01/2015		34.063	26.243	31.457
25/01/2015			28.135	28.135
26/01/2015	42.616	38.917	25.231	36.050
27/01/2015	43.563	39.734	27.704	37.479
28/01/2015	43.111	39.718	27.829	37.310
22/01/2015 - 28/01/2015	43.179	37.310	27.426	34.995
01/04/2004 - 28/01/2015	43.269	37.380	29.384	35.681

PREZZI IPEX ORE PIENE E ORE VUOTE		
GIORNI	ORE PIENE €/MWh	ORE VUOTE €/MWh
01/04/2004 - 21/01/2015	86,54	56,12
22/01/2015	57,62	45,31
23/01/2015	58,00	44,48
24/01/2015		48,68
25/01/2015		42,88
26/01/2015	55,93	42,42
27/01/2015	56,65	44,98
28/01/2015	56,97	45,05
22/01/2015 - 28/01/2015	57,04	45,26
01/04/2004 - 28/01/2015	86,48	56,10



INDICE ENERGY ADVISORS				
	F1	F2	F3	MEDIA
31/12/2014	104,46	128,39	148,64	113,99
28/01/2015	88,00	104,39	131,66	97,00
Delta %	-15,76	-18,69	-11,43	-14,9

VALORI MASSIMI DELLA SETTIMANA			
PREZZO MAX (€/MWh)	DOMANDA SISTEMA ITALIA (MW)	ORA	GIORNO
64,13	45.599	10-nov	23-gen-15
DOMANDA SISTEMA ITALIA MAX (MW)	PREZZO (€/MWh)	ORA	GIORNO
46.142	62,43	17 - 18	27-gen-15

RAPPORTO PREZZI FASCIA			
	F1	F2	F3
57,17	54,12	43,05	74,57
1,33	1,26	1	1,24

Assoelettrica: "Subito la riforma del mercato includendo le rinnovabili"

Il presidente Testa: "Sì a contratti lungo termine, capacity market può essere prima risposta"

All'indomani delle dichiarazioni del vice ministro dello Sviluppo Economico, Claudio De Vincenti, sulla possibilità di definire un disegno organico di riforma del mercato elettrico già nel 2015 (QE 28/1), Assoelettrica torna sul tema. Ribadendo un messaggio prioritario: "La riforma è improrogabile".

"Il settore elettrico attraversa oggi una fase di crisi senza precedenti - dice il presidente Chicco Testa in una nota - e il mercato deve essere adattato a questa nuova realtà. Gli impianti di generazione che operano in regime di reale concorrenza sono sempre meno numerosi, anzitutto per la contrazione della domanda, che si trascina da tre anni, ma anche per effetto dell'offerta da fonti rinnovabili che godono della priorità di dispacciamento. Il meccanismo di funzionamento del mercato del giorno prima finisce con il favorire una parte dell'apparato produttivo e non valorizza l'energia offerta da impianti termoelettrici, necessaria proprio per compensare quella offerta dagli impianti rinnovabili non programmabili. Accade così che gli impianti selezionati in base al merito economico non garantiscono un livello sufficiente di riserva, mentre i mercati successivi assumono ormai una funzione strutturale e non più solo contingente, essendo chiamati a correggere l'esito del mercato del giorno prima al fine di garantire la sicurezza del sistema".

Per questo, sottolinea Testa, "si deve andare verso una progressiva integrazione nel mercato di tutte le fonti, di quelle tradizionali così come di quelle rinnovabili non programmabili. Insomma, serve un mercato capace di funzionare adeguatamente e che sappia in futuro aprirsi anche alla generazione distribuita ed alla ulteriore e prevista crescita delle rinnovabili".

Il presidente di Assoelettrica si sofferma poi su due passaggi chiave della possibile riforma: i contratti a lungo termine e il capacity market. "Da un lato - sottolinea - dovranno essere sviluppati strumenti per consentire la contrattazione di lungo termine, la quale potrà assicurare agli operatori una remunerazione stabile nel tempo, requisito fondamentale in un settore capital intensive, e forniture sicure e non esposte alla volatilità dei prezzi tipici dei mercati spot. Dall'altro lato, il capacity market, che chiediamo entri nel vivo il prima possibile, potrà rappresentare una prima risposta alla necessità degli operatori di disporre dei segnali di lungo termine necessari per avviare una ristrutturazione del parco di generazione convenzionale".

AVVISO A PAGAMENTO

TRIBUNALE CIVILE DI ROMA Sezione Fallimentare

Fallimento "Tradecom Spa"
n. 960/2014 in esercizio provvisorio
Giudice Delegato: Dott. Luca Solaini
Curatore: Prof. Dott. Carlo Ravazzin

AVVISO DI VENDITA DI COMPLESSO AZIENDALE

Il Curatore del Fallimento "Tradecom Spa" avvisa che nel quadro delle attività finalizzate al realizzo dell'attivo intende procedere alla vendita di un complesso aziendale così composto:

- Titoli abilitativi rilasciati per esercitare l'attività di somministrazione dell'energia elettrica ai clienti finali sul mercato libero;
- Contratti di somministrazione di energia elettrica ai clienti finali (piccole e medie imprese);
- Accordo Quadro Confcommercio - Tradecom, per la vendita preferenziale del servizio alle imprese associate a Confcommercio;
- Attrezzature, beni materiali ed immateriali (software), strumentali all'attività aziendale;
- Contratti di lavoro con i dipendenti;
- Contratti con il GME, Terna, Enel Distribuzione ed altri distributori locali;
- Contratto di agenzia con Sistema Reti s.r.l. in liquidazione;
- Altri rapporti contrattuali strettamente inerenti all'esercizio dell'attività caratteristica di somministrazione dell'energia elettrica ai clienti finali;
- Marchio commerciale know how aziendale.

Il tutto, comunque, come meglio descritto e specificato nei documenti inerenti la procedura di vendita disponibili nella *data room virtuale*, consultabile, previo invio di una manifestazione di interesse e sottoscrizione di un accordo di riservatezza sul sito www.tradecomenergia.com.

La procedura di vendita si espletterà mediante un'asta, che si terrà avanti il notaio dottor Umberto Scialpi, avente studio in Roma, 00197, Via Pietro Tacchini, 22 tel.: 06.80697754, il giorno 16 febbraio, 2015 alle ore 12,00. Termine ultimo di presentazione delle offerte: giorno 16 febbraio 2015, alle ore 11,00.

L'integrale disciplina della procedura di vendita è contenuta nel "DISCIPLINARE PER LA VENDITA DEL COMPLESSO AZIENDALE DELLA SOCIETA' TRADECOM SPA IN FALLIMENTO IN ESERCIZIO PROVVISORIO" (in breve: "Disciplinare di Vendita"). Anche il citato Disciplinare di Vendita può essere consultato sul sito www.tradecomenergia.com, ad accesso libero.

Ai fini della presentazione delle offerte di acquisto, il prezzo base d'asta del Complesso Aziendale è stabilito nella misura di **euro 1.370.000,00** (euro unmilionetrecentosettantamila/00);

Il presente avviso, in ogni caso, non costituisce proposta irrevocabile né offerta al pubblico, né sollecitazione al pubblico risparmio, né impegna in alcun modo il Curatore Fallimentare a contrarre con gli offerenti.

Roma, 23 gennaio 2015

Il Curatore Fallimentare
Prof. Dott. Carlo Ravazzin

La proposta. Una mission ambientale per l'Acquirente Unico

La maggior tutela potrebbe rappresentare un "consorzio di acquisto" di dimensioni tali da poter fare da controparte per i contratti a lungo termine nelle rinnovabili

di **Andrea Marchisio***

Il 2015 potrebbe essere l'anno del varo di un disegno organico di riforma del mercato elettrico, stando alle recenti dichiarazioni di Claudio De Vincenti, vice ministro dello Sviluppo Economico.

Alla prova dei fatti, soprattutto in considerazione dei vincoli posti dal percorso intrapreso anche dall'Italia verso il market coupling e il Target Model europeo, la "riforma organica" si concretizzerà probabilmente in una meno enfatica adozione di meccanismi accessori ad integrazione dell'attuale architettura energy only. Se per il termoelettrico vedremo dunque l'avvio e lo sviluppo del Capacity Market secondo la direzione indicata dall'AEEGSI nel "Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018", per le fonti rinnovabili non appaiono delinearsi interventi significativi benché proprio nei loro confronti si dovrebbero cercare soluzioni innovative in questa fase di progressiva uscita dai meccanismi incentivanti.

Cercare soluzioni innovative

Difatti, nonostante la costante riduzione del costo di generazione delle rinnovabili non programmabili, la "cannibalizzazione" dei ricavi di mercato delle fonti a costo marginale nullo rende indefinito il raggiungimento della market parity (che, diversamente dalla grid parity, non prevede autoconsumo) sui mercati Day Ahead a System Marginal Price. La presa di coscienza di questo fenomeno sta dunque spingendo gli attori del settore delle rinnovabili a promuovere - più o meno timidamente - una soluzione che già da qualche tempo non appare avere valide alternative: l'adozione di contratti a lungo termine.

Tali contratti possono infatti contribuire al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione per l'anno 2030 che si stanno definendo a livello europeo attraverso lo sviluppo di impianti rinnovabili in market parity fornendo maggiori certezze sui flussi di cassa (elemento fondamentale per investimenti ad alta intensità di capitale) e offrendo al sistema una copertura sulla volatilità dei combustibili fossili.

Le incertezze di mercato suggeriscono tuttavia che i trader e le utilities non siano attualmente disponibili a fare da off-taker a tali contratti. Chi può dunque rappresentare la controparte? L'acquisto pluriennale a condizioni stabili deve essere effettuato da una domanda omogenea e capace di esprimere una preferenza di prezzo aggregata (come anche sottolineato di recente dal presidente dell'Autorità per l'Energia), legata ad un settore caratterizzato da un'elevata stabilità di volumi nel tempo e rappresentata dai consumatori più avversi al rischio. Tale identikit coincide con i consumatori residenziali e SOHO (Small Office - Home Office).

Tutela sempre più nel mirino

Ma com'è possibile aggregare un insieme così frammentato di piccoli consumatori? E quale off-taker avrebbe le spalle sufficientemente grandi in termini di volumi acquistati e merito creditizio? La risposta è l'Acquirente Unico, il consorzio di acquisto più importante del mercato elettrico italiano che approvvisa l'energia elettrica destinata al servizio di Maggior Tutela: regime sempre più nel mirino del policy maker, tant'è che la bozza del Ddl Concorrenza ne prevede lo smantellamento già a metà 2015.

In alternativa, eLeMeNS ha immaginato invece che all'Acquirente Unico possa essere assegnata una mission diversa, che lo allontani dall'essere un soggetto dominante nella fornitura delle piccole utenze e lo spinga a diversificare il proprio portafoglio con fonti rinnovabili in market parity: una mission ambientale quindi, che fornisca all'AU obiettivi di quote di approvvigionamento dell'energia elettrica da raggiungere gradualmente attraverso aste per contratti bilaterali di lungo periodo a prezzi fissi e allineati ai valori del mercato a termine, da stipulare esclusivamente con impianti rinnovabili non incentivati.

In questo modo, i consumatori aderenti al regime maggior tutela rappresenterebbero un "consorzio di acquisto" di dimensioni tali da consentire l'unione tra copertura di rischio-prezzo unita e tutela ambientale, disintermediando tra produ-



zione di energia pulita e consumo.

Se il prezzo dell'AU risultasse nel tempo inferiore a quelli correnti di mercato, gli utenti non lascerebbero la maggior tutela e le utilities potrebbero essere spinte anch'esse a formulare contratti di lungo periodo di acquisto dell'energia a fonti rinnovabili.

Se invece il prezzo dell'AU risultasse nel tempo superiore ai valori correnti di mercato, i consumatori consorziati nell'Acquirente Unico valuterebbero la propria "willingness to pay" di energia verde - e magari rivolgersi ad altri operatori di mercato. La gestione di un possibile scenario radicale di insolubilità dell'Acquirente Unico rappresenta dunque un punto nodale di questa soluzione: chi si accollerebbe il rischio?

Nel caso fosse coperto dal sistema, l'acquisto dell'energia rinnovabile assumerebbe i contorni di un incentivo; se invece fosse scaricato sui produttori da fonti rinnovabili, si perderebbe parte delle garanzie della cessione a lungo termine.

Chi si accollerebbe il rischio?

Una terza via potrebbe quindi essere quella di rivolgersi direttamente ai consumatori nell'Acquirente Unico, vincolandoli ad un acquisto pluriennale al momento dell'adesione al "consorzio" a fronte di una garanzia di una fornitura a fonti rinnovabili e di stabilità delle condizioni economiche.

Il diavolo - si sa - si nasconde nei dettagli, e questa soluzione ne riserva diversi: gli approfondimenti sul tema della mission ambientale dell'Acquirente Unico - insieme alle consuete analisi su mercato, incentivi e regolazione - saranno discussi nel corso del prossimo incontro eLeMeNS del network LookOut - Rinnovabili Elettriche.

*partner eLeMeNS

Energia Ue, servono mercati più flessibili

Il commissario Cañete: integrare Fer, tariffe di rete eque. Mogg (Ceer): nuovo ruolo per i Dso

“I nuovi sviluppi energetici, che solo pochi anni fa sembravano possibilità remote, hanno messo l'Europa sulla strada di un uso dell'energia più affidabile e sostenibile, ma richiedono anche che i mercati diventino più flessibili al fine di adattarsi a questi sviluppi”. Lo ha detto oggi a Bruxelles il commissario Ue al Clima e all'Energia, Miguel Arias Cañete, aprendo la conferenza annuale del Consiglio dei regolatori energetici europei (Ceer).



Mogg e Cañete alla conferenza Ceer

In particolare, ha spiegato Cañete, dovrà essere reso flessibile l'assetto stesso dei mercati energetici. Ciò significa che le rinnovabili dovranno essere maggiormente integrate nel mercato e che le norme europee dovranno permettere una migliore gestione dell'offerta e della domanda di energia attraverso i confini. Al tempo stesso, i gestori dei sistemi di trasporto dovranno rafforzare la cooperazione.

La flessibilità sul lato della domanda, ha detto Cañete, “può ridurre significativamente i costi dell'energia, ma “per liberare questo potenziale i consumatori devono poter beneficiare delle variazioni di prezzo sui mercati all'ingrosso attraverso l'accesso a informazioni chiare, trasparenti e sicure e strumenti online affidabili per la comparazione dei prezzi”.

In tale contesto, ha continuato il commissario, se da un lato le smart grid e gli smart meter stimoleranno la flessibilità sul lato della domanda, “i regolatori dovranno sorvegliare il mercato in modo trasparente e le tariffe di rete dovranno essere eque”.

Intervenendo alla conferenza Ceer, il presidente dell'organismo, John Mogg, ha sottolineato però che per sfruttare appieno le potenzialità della flessibilità sul lato della domanda deve anche essere valorizzato il ruolo degli operatori dei sistemi di distribuzione (Dso), che proprio in queste settimane è oggetto di un dibattito strategico e di una consultazione (QE 22/12/14).

“Crollo prezzi elettrici, investimenti a rischio”

Eurelectric: “Interventi Ue o non sarà possibile la transizione energetica”

Il sistema elettrico deve adattarsi alla crescente quota di fonti rinnovabili intermittenti e, contemporaneamente, assicurare una fornitura stabile e continuare a favorire gli investimenti nelle tecnologie low-carbon necessari alla transizione energetica. Ma tutto questo non sarà possibile perché i prezzi sul mercato all'ingrosso sono troppo bassi per sostenere gli investimenti nella gran parte delle tecnologie esistenti. È il grido d'allarme lanciato dall'associazione dell'industria elettrica europea (Eurelectric), che ha presentato un rapporto da cui emerge un marcato calo degli investimenti nelle fonti rinnovabili tra il 2011 e il 2013.

“Gli obiettivi di decarbonizzazione dell'Europa presuppongono 740 GW di capacità di generazione aggiuntiva al 2035, che potranno essere realizzati solo se i decisori politici europei riconosceranno l'urgenza di un quadro regolatorio che permetta alle aziende di centrare gli obiettivi in modo efficiente dal punto di vista dei costi”, ha dichiarato il presidente del comitato Energy Policy & Generation di Eurelectric, Oluf Ulseth, secondo il quale deve essere in particolare rafforzato il sistema emission trading, al fine ottenere un segnale di prezzo in grado di stimolare gli investimenti nelle tecnologie low carbon.

Il rapporto Eurelectric contiene gli ultimi dati statistici disponibili (riferiti al 2013) sulla domanda, la generazione, la capacità e gli investimenti in 34 Paesi europei, nonché una serie di suggerimenti all'Europarlamento e alla Commissione Ue.

Gazprom, rublo e Ucraina affossano i conti

Nei primi 9 mesi 2014 crollano profitti e vendite di gas

Il crollo della valuta russa e un accantonamento di 83,9 miliardi di rubli dovuto alle pendenze con la compagnia di Stato ucraina Naftogaz hanno influito pesantemente sui conti di Gazprom, che nei primi 9 mesi del 2014 ha registrato un utile netto in contrazione del 35% a 572,6 m.di rubli.

In base alla relazione di bilancio presentata oggi, il colosso del gas ha venduto nel periodo gas per 317,1 m.di mc, in calo del 6,7% rispetto ai primi 9 mesi 2013 a causa soprattutto della Russia (-7,5% a 157,9 m.di mc) e dei Paesi dell'ex Urss (-13% a 36,7 m.di mc). La discesa dei volumi esportati in Europa è stata invece più contenuta (-3,4% a 122,5 m.di mc).

Grazie all'aumento del prezzo medio di vendita all'Europa (da 12.114 a 12.509 rubli per m.ne mc) e all'ex Urss (da 8.301 a 10.000 rubli per m.ne mc), i proventi dalla commercializzazione di gas sono scesi solo dell'1,9% a 2.084 m.di rubli.

Il futuro appare comunque sempre più cupo. Nella relazione di bilancio Gazprom avverte infatti che “un'ulteriore discesa del prezzo del greggio influirà negativamente sulla nostra capacità di finanziare i previsti investimenti”.

Shell e Omv tagliano le spese

Gli anglo-olandesi avvertono: “Niente reazioni eccessive”. Gli austriaci svalutano asset per 700 milioni di euro

Il crollo dei prezzi petroliferi si riflette sugli investimenti di Royal Dutch Shell e Omv, che hanno aggiornato oggi le strategie al 2017.

Nel triennio, il colosso anglo-olandese taglierà gli investimenti di 15 miliardi di dollari, una cifra definita “prudente” dall'amministratore delegato Ben van Beurden, secondo il quale “dobbiamo stare attenti a non reagire in modo eccessivo alla recente discesa dei prezzi del greggio” per “conservare il potenziale di crescita nel medio-termine”. In ogni caso, ha aggiunto, “Shell considererà ulteriori riduzioni degli investimenti se le condizioni del mercato lo richiederanno”.

Da notare che ancora lo scorso ottobre Shell indicava investimenti 2015 in linea con i 35 miliardi di dollari dell'anno precedente.

Per quanto riguarda Omv, l'a.d. Gerhard Roiss ha dovuto ridurre da 3,9 a 2,5-3 miliardi di euro gli investimenti annui del periodo 2015-2017, che anche in questo caso “potranno subire ulteriori riduzioni ove necessario”. Il taglio non permetterà di raggiungere l'obiettivo produttivo di 400.000 bep/giorno al 2016, nonostante i buoni risultati del quarto trimestre 2014 che hanno permesso un aumento del 15% rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente fino a 318.000 bep/g.

Nel suo aggiornamento, il gruppo di Vienna ha inoltre comunicato una svalutazione degli asset di 700 milioni di euro, legata soprattutto alla filiale turca Petrol Ofisi e alla generazione elettrica in Romania.

Idro, Enel chiude cessione di SF Energy a Sel e DE

Venduto il 33,3% della centrale di San Floriano per 55 milioni €. Closing su SE Hydropower entro il 1° trimestre

Si è chiusa la vendita da parte di Enel del 33,3% di SF Energy agli altri due soci, Sel e Dolomiti Energia (QE 7/11/14).

Come stabilito negli accordi siglati a novembre, la quota nella società che gestisce la centrale idroelettrica da 135 MW di San Floriano è stata ceduta al prezzo di 55 milioni di euro, suddiviso in parti eguali tra i due acquirenti, che ora deterranno il 50% ciascuno di SF Energy.

La centrale di San Floriano rientra tra i più grandi impianti idro dell'Alto Adige, con una produzione media annua di circa 475 GWh, pari al bisogno annuale di circa 136.000 famiglie.

Negli accordi di novembre era anche previsto il passaggio (al prezzo di 350 milioni €) da Enel a Sel del 40% di SE Hydropower, società che gestisce in regime di concessione 11 impianti idroelettrici di grande derivazione con una potenza totale installata di circa 600 MW e 7 impianti di piccola derivazione per circa 18 MW, tutti localizzati in Alto Adige.

Il perfezionamento di questa seconda operazione potrà avvenire solo una volta realizzata l'ultima condizione sospensiva prevista dall'accordo, nello specifico l'ottenimento da parte di Sel dell'impegno delle banche a erogare il finanziamento per l'acquisto della partecipazione. Si prevede che tale condizione si realizzi entro il primo trimestre del 2015.

Cdp, utile 2014 in calo ma oltre le attese

Mobilite risorse per 29 m.di € (+5%). Intanto, ok assemblea ad ampliamento perimetro d'azione

Il Cda di Cassa depositi e prestiti ha approvato i dati preliminari del 2014, che evidenziano un margine di interesse in calo a 1,2 miliardi di euro e un utile netto di circa 2,1 miliardi, in flessione rispetto ai 2,3 m.di del 2013 ma "superiore alle attese", dice una nota.

Le risorse mobiliate e gestite sono risultate in crescita del 5% a 29 miliardi, di cui oltre 9 m.di (+60%) per enti pubblici e territorio, 7,6 m.di per le imprese e 2,3 m.di per le infrastrutture.

Il patrimonio netto è previsto in crescita dell'8% a 19,5 m.di.

Intanto, sempre oggi l'assemblea della Cdp ha approvato il cambio di Statuto relativo all'ampliamento del perimetro per la concessione dei finanziamenti (QE 17/12/14), che vede tra le materie interessate anche l'efficientamento energetico e la green economy.

Upstream, Tar boccia permesso Colle dei Nidi

Accolto il ricorso di tre Comuni contro il progetto di Gas Plus, Medoigas e Petrorep

Dal Tar Lazio arriva uno stop al permesso di ricerca upstream concesso nel luglio 2013 a Gas Plus, Medoigas Italia e Petrorep Italiana nell'area Colle dei Nidi, estesa per 83,19 kmq nelle province di Teramo e Ascoli Piceno (QE 2/8/13).

Il Tribunale ha infatti accolto il ricorso dei Comuni di Bellante, Mosciano Sant'Angelo e Campi che lamentavano l'illegittima esclusione dal procedimento. Di conseguenza, il decreto Mse e le relative intese con le Regioni Abruzzo e Marche sono stati annullati.

Snam diluisce quota nel Tso francese Tigf

Entra Crédit Agricole Assurances, il gestore della rete italiana scende dal 45 al 40,5%



Crédit Agricole Assurances entra nell'azionariato di Tigf, il gestore della rete gas francese acquistato nel 2013 da Snam, dal fondo sovrano di Singapore Gic e da Edf (attraverso il fondo dedicato alla dismissione degli asset nucleari Edf Invest) (QE 30/7/13).

La filiale assicurativa del gruppo bancario d'oltralpe, annuncia una nota, pagherà 180 milioni di euro per il 10% di Tigf, che considerando il debito si traduce in un enterprise value di oltre 3 miliardi di euro: 600 milioni di euro in più rispetto all'enterprise value di 2,4 miliardi di euro

fissato al tempo dell'acquisizione da parte di Snam, Cig ed Edf.

In dettaglio, al completamento dell'operazione Snam scenderà dal 45 al 40,5%, Gic dal 35 al 31,5% ed Edf dal 20 al 18%. Il closing dell'operazione, sottoposto alle usuali condizioni sospensive, è previsto entro il primo trimestre 2015, conclude la nota.

Tigf, con sede a Pau, impiega circa 500 persone e gestisce una rete di gasdotti di 5.000 km e due importanti siti di stoccaggio a Lussagnet e Izaute.