Energia ed Economia

Bollettino di informazione - Anno XIV Numero 03

Marzo 2014

AIEE - Via Giorgio Vasari 4, Roma tel. 06 3227367 fax 06 3234921 assaiee@aiee.it www.aiee.it

Energia ed Economia

Editoriale
Ce la faremo a ridurre il costo dell'energia?

Cronache ed avvenimenti
Sistema elettrico italiano e scenari energetici futuri (pag. 5)

Approfondimenti
Come sarà il futuro? gli scenari energetici internazionali e lo scenario di riferimento dell'UE - Cecilia Camporeale (pad. 8)

Il mercato dell'energia - AIEE Servizi
Prospettive di breve termine del mercato petrolifero della Federazione Russa - Francesco Marghella (pag. 11)

Norme e delibere (pag. 15)

Libri e monografie (pag. 20)

Notizie dal mondo (pag. 22)

Notizie dall'Italia (pag. 33)

Seminari/eventi (pag. 34)

Ce la faremo a ridurre il costo dell'energia?

Il costo dell'energia in Italia rispetto ad altri Paesi europei è più alto di un 25-30% e questo provoca anche minore competitività per le imprese italiane. Il Governo Renzi si propone due obiettivi importanti: ridurre di almeno un 10% il costo dell'energia e riformare il titolo V della Costituzione per aumentare le competenze dello Stato in particolar modo sull'energia che è un fattore indispensabile per la crescita e la competitività del sistema Paese.

E' iniziata con le dichiarazioni del Premier Renzi una grande partita in Italia che è quella di riuscire a ridurre i costi dell'energia.

Come è ben noto, infatti, il costo dell'energia in Italia rispetto ad altri Paesi europei è più alto di un 25-30% (secondo Assocarboni anche di più) e questo provoca non solo una bolletta energetica molto cara visto che importiamo l'80% delle nostre fonti energetiche ma anche minore competitività per le imprese italiane.

Le ragioni per cui la nostra energia è più cara rispetto ad alcuni Paesi europei sono ben noti e più volte sono state esposte. Si va da un mix di fonti utilizzate tra le più care e vulnerabili (petrolio e gas essenzialmente) perché non disponiamo della fonte nucleare come altri Paesi europei, fino ad arrivare ad un maggiore costo della fiscalità e parafiscalità su quasi tutte le fonti e ad una presenza di infrastrutture spesso o sovradimensionate (e quindi non redditizie) o mal ubicate e mal connesse alla rete.

A queste obiettive risultanze c'è da aggiungere una forte opposizione locale a quasi tutte le infrastrutture energetiche, aumentata a partire dal 2001, quando a seguito di un referendum è stato modificato il titolo V della Costituzione dando podestà legislativa concorrente alle Regioni sull'energia e su altre materie come grandi infrastrutture e reti di trasporto.

Lo Stato, che peraltro, negli ultimi dieci anni aveva smesso di fare politica energetica, si è trovato così a dover condividere con le Regioni e gli Enti Locali le decisioni in materia energetica e quindi a mostrarsi cauto e retrogrado.

Negli ultimi Governi il tema dell'energia era stato talvolta toccato ma senza alcun risultato.

Il Ministro Scajola aveva ripreso il tema nucleare per poi abbandonarlo; il Governo Monti aveva elaborato una Strategia Energetica Nazionale rimasta però "lettera morta" in quasi tutti i suoi punti.

In particolare non affrontava due temi essenziali per capire la nostra politica energetica. Il primo è quello della eccessiva tassazione e parafiscalità su molte delle fonti che usiamo (dalla benzina alla elettricità); il secondo è quello del ritorno delle competenze esclusive sulla materia energetica allo Stato con la modifica del Titolo V della Costituzione.

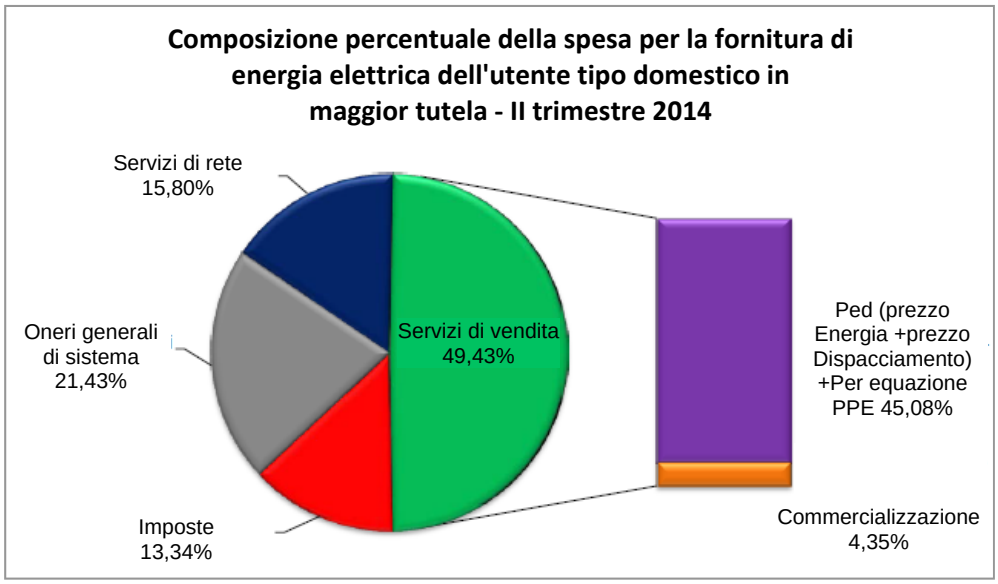
Anche il Governo Letta, che sembrava il più interessato all'energia, essendo il Premier una persona competente per aver affrontato nel 2000 la liberalizzazione del mercato del gas in Italia come Ministro dell'Industria, ha lasciato da parte questa sfida per dedicarsi di più alla politica estera.

Ora con il Governo Renzi abbiamo sentito dire due cose importanti, la prima è che bisogna ridurre di almeno un 10% il costo dell'energia in Italia per rendere più competitive le industrie, soprattutto quelle piccole e medie che pagano di più l'energia.

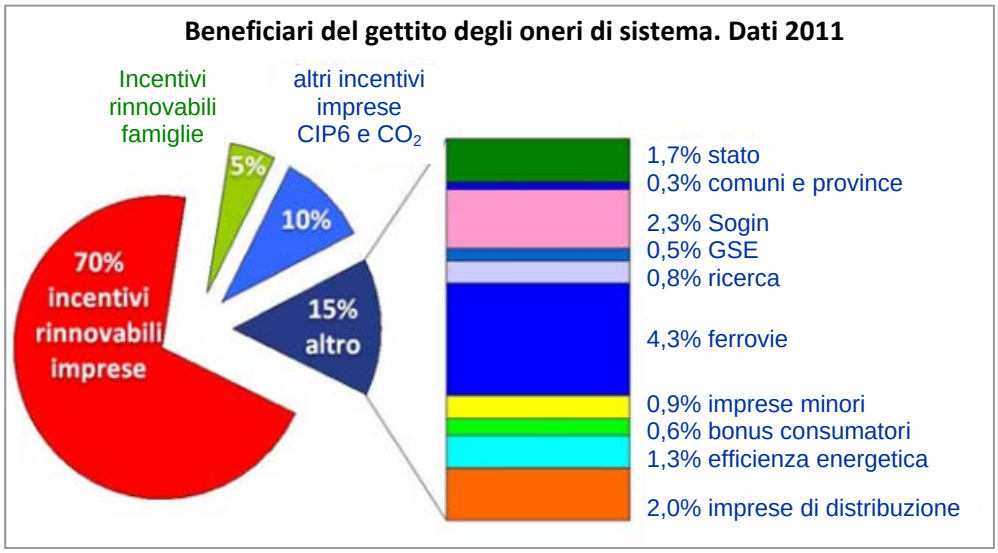
La seconda è che bisogna riformare il titolo V della Costituzione per aumentare le competenze dello Stato in particolar modo sull'energia che è un fattore indispensabile per la crescita e la competitività del sistema Paese.

E soprattutto su quest'ultimo punto il Governo ha già fatto passi concreti con un decreto del Consiglio dei Ministri che dovrebbe passare presto in Parlamento, trovando anche un accordo (parziale) con la Conferenza delle Regioni che si dichiarano ora d'accordo che alcune materie (come l'energia) tornino ad essere di esclusiva competenza dello Stato.

Sul taglio degli oneri sulla fiscalità e parafiscalità che incide sul costo della nostra bolletta si sta studiando uno o più provvedimenti che riducano l'onere che va ad incentivare lo sviluppo delle fonti rinnovabili, che recentemente ha superato i 12 miliardi di euro e che ha portato la produzione di fonti rinnovabili a coprire nel 2013 il 33% dei consumi elettrici con indubbie ricadute positive sul sistema occupazionale ma anche con altrettante ricadute negative sul sistema elettrico nazionale in particolare nel comparto termoelettrico che è costretto a lavorare al 50% ed anche meno della sua capacità.



Fonte: Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas



Fonte: Elaborazione CCSE su dati Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, GSE, Terna

Mentre il Governo si da carico di superare i grossi problemi dell'energia del nostro Paese con la riforma del Titolo V della Costituzione e con possibili tagli agli oneri parafiscali dell'elettricità, continuano le opposizioni agli impianti esistenti o alle nuove infrastrutture che si dovranno costruire per motivi di natura ambientalista.
Si registra così la chiusura della centrale a carbone di Vado Ligure di proprietà di Tirreno Power che passa sotto il controllo giudiziario mettendo in mobilità il personale e riducendo ancor più la produzione delle centrali termoelettriche italiane.
Una situazione allarmante perché si collega a quelle delle raffinerie che già soffrono di un peso eccessivo di norme ambientali, e rischiano di venir chiuse o vendute ad acquirenti esteri.
Un'altra brutta notizia è la presa di posizione della Regione Puglia contro il progetto TAP, il gasdotto che dovrebbe portare nel Salento il gas dall'Azerbaijan.

Ma la situazione non è facile, perché mancano le risorse per soddisfare gli oneri che verrebbero ridotti, anche se, nelle pieghe dei contributi pagati all'Autorità per l'Energia, qualcosa si potrà trovare nei prossimi mesi.
Intanto dal 1 aprile le bollette di elettricità e gas saranno meno care; di poco ma è un buon segnale.
La causa della riduzione, soprattutto per il gas che si riduce del 3,8% è il calo della materia prima che ora è agganciata ai prezzi del mercato e non più a quelli del petrolio, con la conseguenza che siccome il mercato del gas è da sempre più agganciato al prezzo spot, anche l'Autorità fa riferimento a quest'ultimo prezzo.
Per l'elettricità la riduzione è solo del 1,1% da aprile. Avrebbe potuto essere più consistente se l'Autorità non avesse dovuto recuperare 300 milioni di euro che negli ultimi mesi il Tesoro le aveva chiesto di versare nelle sue casse per coprire il taglio dell'IMU 2013.
Come al solito il Tesoro utilizza come "bancomat" per fronteggiare "esigenze di cassa" o la benzina o le bollette elettriche.

Il luogo scelto dagli investitori è infatti San Foca, lungo la marina di Lecce e l'opera che è strategica per il nostro Paese prevede l'importa-zione di 8 miliardi di mc di gas. Ora si tratta di trovare un altro approdo sempre sulla costa pugliese che è antistante la Grecia.
Come vediamo la situazione è ancora difficile per le nostre infrastrutture, così come per lo sfruttamento dei nostri giacimenti di idrocarburi in Adriatico che potrebbero dare un apporto positivo alla nostra bilancia energetica fortemente negativa.
Ma se l'impegno del Governo, come sembra, è forte e soprattutto avviene in tempi brevi, allora, per la prima volta potremo sperare che qualcosa cambierà nel panorama energetico del nostro Paese.
Una riduzione del 10% del costo dell'energia non sembra una cosa così assurda e difficile.
E' solo necessario fare le cose giuste e farle in tempi stretti. E' quello che ci auguriamo.

Edgardo Curcio

Sistema elettrico italiano e scenari energetici futuri

Gli alti costi dell'energia ostacolano la ripresa dell'Italia a cui si aggiunge la preoccupazione per il crescente impoverimento della base industriale del nostro Paese, legata direttamente ai prezzi dell'elettricità non competitivi e non più sostenibili.

L'Italia è il secondo paese manifatturiero in Europa ma detiene il record negativo per avere il più alto costo dell'energia elettrica. Come sottolineato dai diversi interventi, la nostra struttura del mercato del settore energetico risulta ancora rigida, tanto che nonostante la contrazione dei prezzi avutasi nel mercato all'ingrosso, questa non si è trasmessa agli utenti finali (imprese e domestici), sebbene in verità spesso la contrazione dei prezzi non sempre è da considerarsi un vantaggio netto per il sistema economico nel suo complesso.

Venerdì 28 marzo u.s. si è tenuto, presso la prestigiosa Sala delle Statue del Palazzo Rospigliosi, il convegno di Assocarboni dal titolo "Sistema elettrico italiano e scenari energetici futuri".

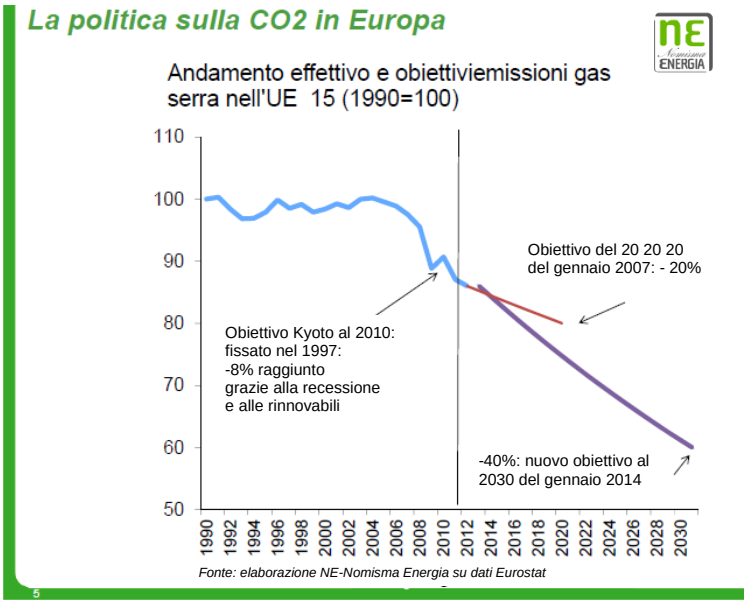
Il primo intervento dell'interessante giornata è stato tenuto da **Guido Bortoni**, presidente dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, che ha sottolineato come gli scenari energetici implichino la necessità per il regolatore di dotarsi di strumenti tali da realizzare le politiche strategiche energetiche che il Governo intende mettere in campo. In questi anni, nell'elaborare scenari energetici, il governatore e il regolatore sono stati attenti a quanto avvenuto alla domanda, assistendo alla sua contrazione ed ai prezzi, dove i settori energetici possono, da un lato, dare il proprio contributo all'economia di un paese e, dall'altro, essere propulsivi di nuovi investimenti per l'economia. Occorre tener presente che la Commissione Europea ha fissato per il 2014 l'anno di completamento dei mercati dell'energia elettrica e del gas e per questo occorre integrare i mercati sia nell'hardware, attraverso lo sviluppo delle infrastrutture (ossia integrazioni strutturali), che nel software, da intendersi come integrazione delle regole dei mercati europei, ossia come omologazione delle regole. Solo dopo queste integrazioni del mercato sarà possibile cogliere al meglio le opportunità offerte dalle diverse caratteristiche dei mercati europei. Sul fronte dell'energia elettrica, un passo in avanti deriverebbe dall'integrazione del mix delle fonti, e ciò significa che occorre che tutti gli operatori abbandonino l'idea di conservare le rendite di posizioni al fine di rendere più efficiente il sistema nel suo complesso. Certamente le fonti rinnovabili hanno portato a un elevato monte oneri degli incentivi, ma occorre anche vedere i vantaggi che esse hanno portato al sistema, come la riduzione del prezzo del kWh nel mercato elettrico. L'invito del presidente dell'AEEG è quello di abbandonare un approccio divisorio del sistema energetico, per puntare all'integrazione di queste due realtà: dove alle fonti rinnovabili si deve chiedere una loro responsabilizzazione degli alti costi di sistema e alle fonti tradizionali una innovazione del prodotto (impiego di tecnologie più flessibili) ed un allargamento del mercato (servizi a valore aggiunto). Spostandoci dal mercato all'ingrosso, va sottolineato come il settore domestico non è avvezzo, né in grado di operare al meglio in un mercato di piena competitività, per le limitate informazioni che i domestici hanno, da ciò nasce l'esigenza rilevata dall'AEEG di dotarsi di soluzioni valide per garantire un livello di concorrenza *utile* che permetta loro di usufruire dei vantaggi del mercato elettrico. Sul fronte del gas, il regolatore ha trasformato la matrice dei contratti sottostanti in matrice di contratti spot di più breve durata. Questo lavoro ha portato a un allineamento del prezzo del gas in Italia con quelli degli hubs europei e, al contempo, ha permesso la riduzione del prezzo all'ingrosso dell'elettricità (PUN), per effetto anche del crollo del prezzo del gas, quale materia prima. Altri interventi sono stati fatti nel settore, nell'ottica di massimizzare l'efficienza in termini di costi, tra questi vanno segnalati due in particolare: a) allocazione dello stoccaggio del gas per asta, meccanismo che sta facendo emergere il valore del servizio di stoccaggio con un

disaccoppiamento tra il valore dello stoccaggio per il mercato del gas e la struttura tariffaria; b) allocazione delle capacità di trasporto, con la quale il regolatore italiano ha anticipato di molto le disposizioni europee, che pongono la data ultima a novembre 2015, meccanismo che entrerà in vigore invece in Italia dal 1 ottobre 2014.

Il prezzo dell'energia è fondamentale, come sottolineato da **Carlo Malacarne**, presidente Confindustria Energia, e lo è maggiormente per il nostro Paese tra i più grandi importatori di energia e che deve fare i conti con i diversi cambiamenti geopolitici mondiali in atto. La domanda europea di energia al 2030 si presenta relativamente stabile, sebbene è pur previsto un leggero incremento delle fonti rinnovabili, ma saranno ancora le fonti tradizionali a giocare un ruolo decisivo. Guardando all'Italia, l'andamento non risulta dissimile, ed importando buona parte dell'energia necessaria, il nostro Paese si trova ad affrontare un sfida più difficile. Il bilanciamento del mix energetico non è semplice. Occorre, infatti, considerare alcuni elementi, il primo dei quali è senza alcun dubbio il prezzo del gas, che solo a seguito di un grande sforzo risulta oggi allineato agli hubs europei, e la necessità di assicurare un tale allineamento deve spingere verso l'individuazione di un sempre maggior numero di fornitori e verso una maggior diversificazione delle fonti. In questo senso aumentare le interconnessioni al mercato europeo diviene fondamentale per permetterci di mantenere e conservare l'allineamento così duramente raggiunto. Gli altri due elementi rilevanti sono la valorizzazione e la ripresa dello sfruttamento della produzione nazionale di idrocarburi ed il riequilibrio delle fonti rinnovabili nel sistema energetico nazionale. Oltre a considerare le fonti rinnovabili, occorre tener presente l'importanza di valorizzare gli impianti termoelettrici più efficienti di cui il nostro Paese si è dotato. Senza alcun dubbio, va riconosciuta all'UE il coraggio di spingere verso un percorso di tutela ambientale, con tentativi di coinvolgere in questo anche USA e Cina, ma bisogna anche riconoscere che ciò ha comportato costi elevati. La stessa promozione di fonti rinnovabili è in forte discussione nei vari Paesi UE orientati a verificare l'effettivo vantaggio che da esse ne è derivato. L'integrazione di politiche ambientali-energetiche-economiche è oggi più che mai essenziale. L'Italia deve affrontare diversi rischi: a) il rischio di una delocalizzazione del settore energetico, con un conseguente disastro per la sicurezza dell'approvvigionamento, in termini di continuità; b) il rischio di perdere la solidità economica, industriale, occupazionale oggi raggiunta dal settore energetico; c) il rischio di perdere il know-how delle competenze, delle tecnologie nonché la capacità di investire del settore termoelettrico, elementi essenziali per assicurare la tutela ambientale.

Gianfilippo Mancini, direttore della Divisione Generale ed Energy Management dell'Enel, sottolinea come l'Italia si trova sempre più in una situazione paradossale, con costi dell'energia alti, imprese energetiche e mercati in piena crisi, con problemi di sicurezza (come la vicenda ucraina). Trovare le leve su cui appoggiarsi per ripartire sembra difficile, ma va rilevato come il sistema elettrico del nostro Paese ha forti qualità: è innovativo e altamente efficiente. Inoltre, l'efficientamento energetico delle industrie e delle famiglie può portare a notevoli vantaggi, qualora portato a pieno regime, ma occorre che vi sia una "sburocratizzazione" e la certezza del diritto che permetterebbe agli operatori del settore energetico di investire nel nostro Paese. Il mercato all'ingrosso dell'elettricità in Italia ha avuto una caduta dei prezzi ed un azzeramento del margine operativo degli impianti CCGT, ed in questo scenario il carbone può fornire un contributo sia in termini di calmierazione dei prezzi che di sicurezza. Il paradosso del sistema italiano si ha guardando al prezzo finale dove nonostante il crollo dei prezzi all'ingrosso, a causa delle diverse voci tariffarie e di oneri, il valore non si ripercuote nel segnale di prezzo del mercato finale, tale che l'utente domestico non lo avverte.

Davide Tabarelli ha illustrato nel suo intervento come la rivoluzione dello shale gas americano smetterà presto di influenzare verso il basso il prezzo del gas naturale, perché in prospettiva i prezzi del gas naturale attualmente non coprono appieno il rientro degli investimenti di fracking. Se a questo si sommano i costi per il trasporto, stoccaggio, ecc., il prezzo che ne risulta sarà pari a quello del mercato europeo, facendo conseguentemente venir meno i vantaggi finora ipotizzati. Guardando agli impegni di riduzione delle emissioni assunte dall'UE, in effetti si evince che vi è stata una forte riduzione delle stesse, legate però per lo più alla chiusura degli impianti meno efficienti dell'Europa dell'Est e per la crisi, ma d'ora in avanti ulteriori riduzioni delle emissioni risultano particolarmente ardue. In verità, quello che emerge è che



Fonte: Presentazione di Davide Tabarelli, Nomisma Energia

la politica europea risulta sempre più irrealistica mentre l'Italia si impoverisce. Inoltre, la politica praticata sulle fonti rinnovabili è stata certamente un grande successo ma ha comportato anche un elevato costo, e per di più queste non sono necessariamente sempre pro-ambiente. Un esempio è dato dall'utilizzo del pellet per riscaldamento. Secondo l'OMS, l'emergenza ambientale che il mondo deve affrontare è rappresentata dal PM10 e l'incentivazione e la spinta verso l'utilizzo di pellet nel riscaldamento incide fortemente nella formazione del particolato, eppure di questo poco se ne parla.

Fabrizio Fabbri, amministratore delegato di Alstom Power Italia SpA, concorda con la necessità di poter contare su più fonti per assicurare la copertura della domanda, un mix che deve essere equilibrato per assicurare la disponibilità di energia, e tra tutte le fonti, sicuramente il carbone gioca un ruolo importante in quanto sicuro, accessibile, strategico, economico e si trasporta senza rischi. Il problema del carbone è legato alle persistenti resistenze locali, alle emissioni di CO_2 per kWh, agli attacchi mediatici a cui si prestano le centrali ed infine alla disinformazione diffusa sui media. Ciononostante, vanno riconosciuti i vantaggi strategici che caratterizzano le centrali a carbone anche alla luce dei nuovi scenari geopolitici, giacchè la dipendenza dal gas continua a esporre il nostro sistema a rischi di sicurezza. Oggi il nostro sistema ha una sovracapacità efficiente del 35% e non è possibile pensare a una ripresa della domanda, che dovrà essere stimolata, anche creando distretti industriali più efficienti dove attrarre nuovi investimenti.

Fabio Bocchiola, presidente SEI S.p.A., ha illustrato e commentato i principali incisi pronunciati e pubblicati sui presunti vantaggi delle fonti rinnovabili negli ultimi tempi, evidenziando in modo acuto come spesso le informazioni siano errate o parziali, come risulta dai dati illustrati. Si tratta di un atteggiamento prevalentemente italiano giacchè gli altri Paesi UE stanno rivedendo l'efficacia degli incentivi, come sta avvenendo in Germania, dove uno studio della Commissione governativa ha appena bocciato senza mezzi termini gli incentivi alle fonti rinnovabili che non sono risultate economicamente efficienti, né hanno avuto effetti positivi sull'innovazione o sul clima; lo studio ha concluso che la politica di incentivazione attuale (feed-in-tariffs) deve essere riformata e la proposta è di applicare un mercato di green certificates, peraltro già adottata in Italia.

Massimo Tiberga, responsabile impianti termoelettrici A2A SpA, illustra come la capacità installata totale è cresciuta per il notevole contributo delle fonti rinnovabili sussidiate che ha avuto forti ripercussioni negative sulla redditività degli impianti termoelettrici anche di nuova generazione; ma le principali criticità del mercato sono legate alla trasmissione dei benefici nel mercato finale ed agli aumentati costi dei CCGT, legati alla loro manutenzione anche quando non funzionano. Oggi, infatti, i turbogas non rappresentano un investimento proficuo. Secondo Tiberga è stata corretta l'introduzione di incentivi che hanno portato allo sviluppo di fonti rinnovabili, ma ciò vale per la fase di start-up, ora non sono più necessari. L'Italia per la sua natura di grande importatore deve, più di altri paesi, diversificare il più possibile le fonti del mix energetico, a cui si deve accompagnare una efficiente razionalizzazione e integrazione del sistema energetico anche attraverso strumenti di strategia che necessariamente richiedono orizzonti di lungo termine, più di quello dettato dalla politica nazionale. Gli effetti benefici dell'incentivazione delle fonti rinnovabili non si sono riflesse nell'economia nazionale: né nelle bollette del settore industriale, né nelle bollette del settore domestico, e l'introduzione di meccanismi come il *capacity payment* e la remunerazione dei servizi rappresentano un passo verso la giusta direzione ma certamente non rappresenta ancora una modifica strutturale del mercato.

Cesare D'Amico, CEO della D'Amico Società di navigazione SpA, ha illustrato come anche lo shipping gioca un ruolo sempre più rilevante nell'assicurare l'approvvigionamento delle fonti, ed anch'esse sono interessate dal processo di innovazione tecnologico orientato alla tutela ambientale ed alla riduzione degli impatti ambientali.

Nella seconda parte della mattinata si è svolta la tavola rotonda, moderata da Eugenio Occorsio giornalista della Repubblica, che ha visto la partecipazione di diverse personalità, tra cui Andrea Clavarino, presidente Assocarboni, Rosa Filippini, presidente Amici della Terra e Carlo Tricoli, ENEA, intervenuto in sostituzione del commissario Giovanni Lelli.

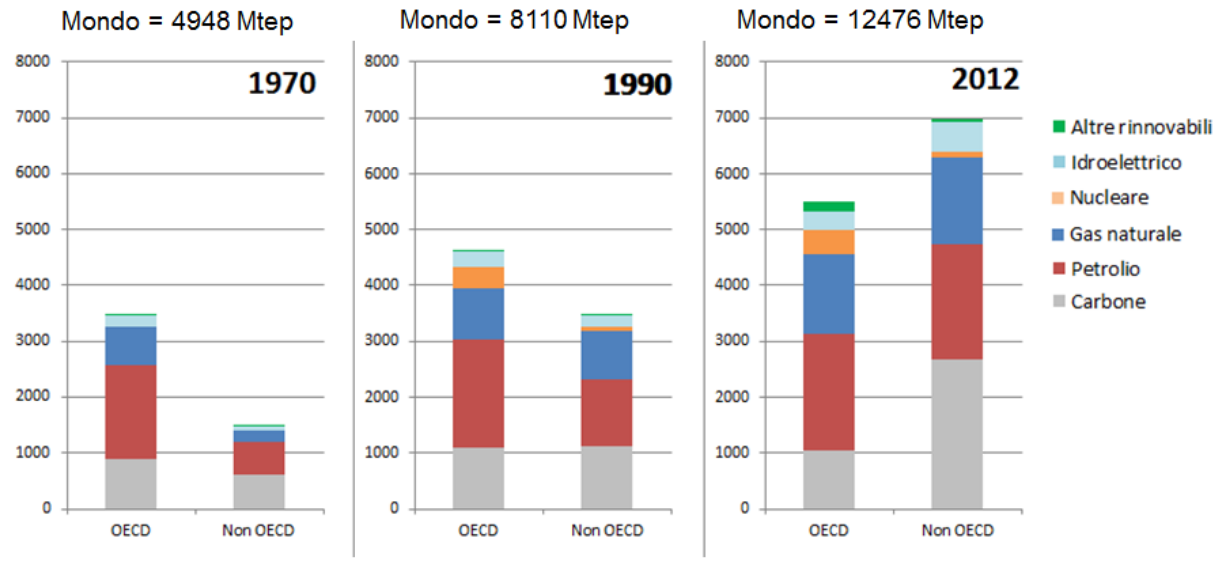
Come sarà il futuro?

…gli scenari energetici internazionali e lo scenario di riferimento dell'UE

La domanda energetica mondiale è destinata a crescere, trainata soprattutto dai Paesi in via di sviluppo e a soddisfare la domanda energetica saranno ancora i combustibili fossili. È quanto emerge dal confronto degli scenari di due compagnie petrolifere internazionali (ExxonMobil e BP). Cosa accadrà invece in Europa? La Commissione Europea ha elaborato un ambizioso scenario di riferimento che punta ad una contrazione delle emissioni del 40% al 2050.

Da sempre l'evoluzione di una civiltà si caratterizza in un aumento della domanda di energia, necessaria per permetterle di progredire ed assicurare il soddisfacimento dei bisogni, primari e non, della propria popolazione.
Focalizzandoci sugli ultimi 50 anni, dal 1970 ad oggi la domanda mondiale di energia è cresciuta complessivamente del 152% passando da un consumo di 4.948 Mtep a un consumo di 12.476 Mtep nel 2012, ma a velocità differenti tra i Paesi OECD, dove la domanda è cresciuta complessivamente del 58% ed i Paesi non-OECD (+371%), sebbene non vada ignorato vi è in atto un progressivo "riequilibrio" dei consumi tra le due macro-aree.
E la domanda mondiale risulterà in crescita anche nei prossimi anni, con una conferma nel cambio del baricentro della stessa, orientata sempre più verso i Paesi emergenti, come Cina ed India.
Come affrontare la domanda futura di energia, come assicurarne la copertura, quali combustibili utilizzare e quali preferire sono i quesiti fondamentali a cui si cerca di rispondere con lo strumento degli scenari, le cui finalità sono proprio quelle di indagare, capire e simulare il futuro.
I drivers della domanda energetica mondiale sono sostanzialmente costituiti dall'evoluzione della popolazione e dell'economia.
Secondo le previsioni di ExxonMobil, la popolazione crescerà ad un tasso medio annuale 2010-2040 dello 0,8%, tale da raggiungere il valore di 9 miliardi, una crescita che riguarda i Paesi non OECD, mentre la popolazione dei Paesi OECD resterà per lo più costante. Nello stesso periodo l'economia globale raddoppierà, registrando un aumento dell'80% del PIL pro-capite al 2040, con una crescita del PIL ad un ritmo medio annuo del 2,8%, anche se non uniformemente nei diversi Paesi. Infatti, la crescita economica attesa nei Paesi OECD continuerà a un tasso medio annuale del 2%, mentre il tasso di crescita sarà del 4,4% m.a. per i Paesi non-OECD, dove un tasso così elevato implica un sensibile miglioramento della qualità di vita per miliardi di persone.
La domanda energetica primaria mondiale è in leggera diminuzione, rappresentando solo l'80% dell'incremento registrato tra il 1980-2010. Si tratta di una considerazione importante se si considera che la crescita economica attesa è più che doppia di quanto registrato nello stesso periodo, ciò significa che il mondo continua la sua marcia verso un sistema avanzato di efficienza e prosperità. La domanda energetica finale presenta un andamento

Consumi energetici mondiali (valori in Mtep)



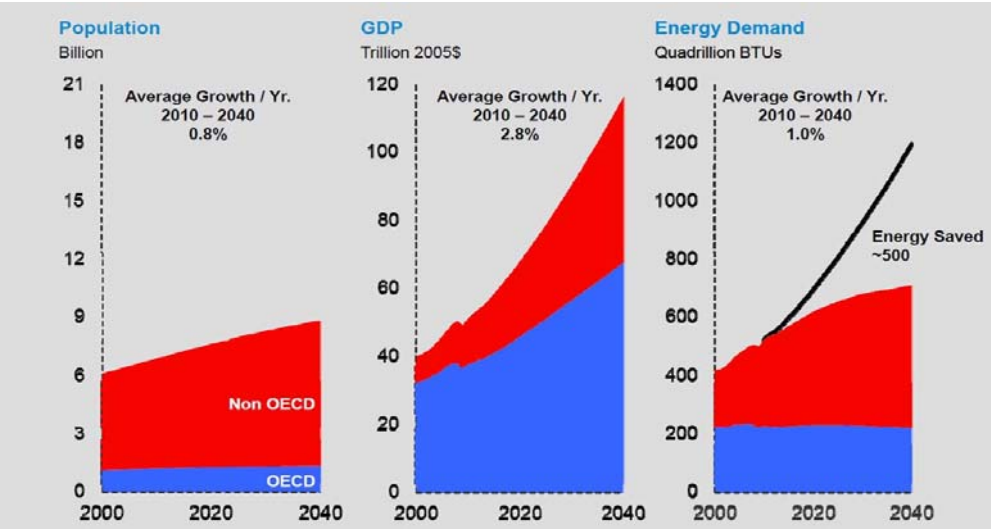
Fonte: Elaborazioni su dati BP

crescente ad un ritmo pari all'1% m.a., tale da raggiungere un incremento complessivo del 35% al 2040, grazie soprattutto ai forti interventi di efficienza operati nel sistema. La maggior domanda deriverà soprattutto dai Paesi non-OECD (+1,7% m.a.), mentre per i Paesi OECD si può più correttamente parlare di una domanda energetica in leggera contrazione (-0,13% m.a.).

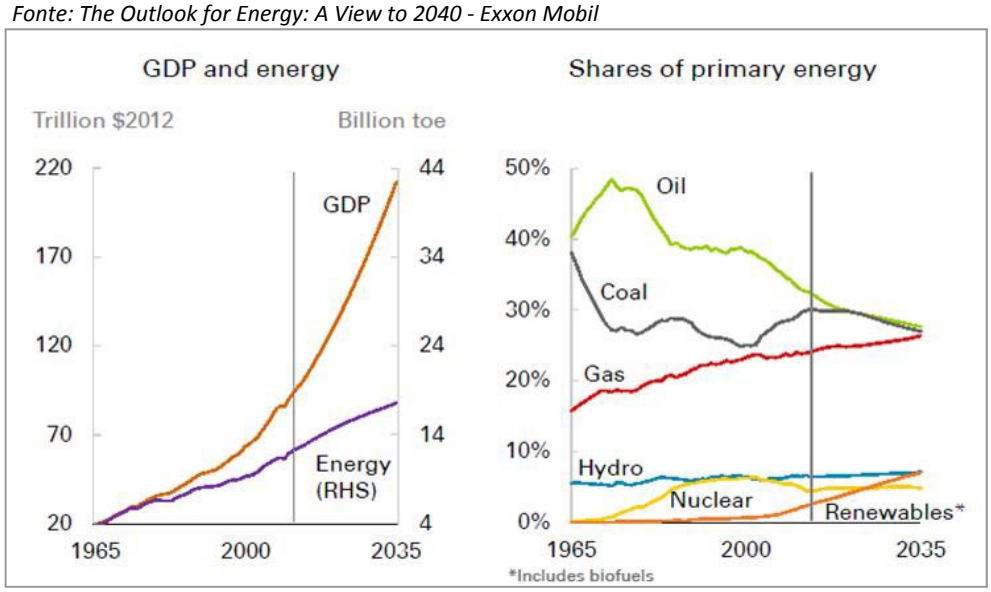
La copertura della domanda energetica sarà assicurata ancora prevalentemente dai combustibili fossili, che nel 2020 copriranno il 77% della domanda energetica primaria, con un contributo prevalente di petrolio (+0,7% m.a. tra il 2010 – 2040), seguito dal gas naturale (+1,7% m.a. tra il 2010-2040); sarà invece sostanzialmente stabile il contributo, in termini assoluti, del carbone che coprirà il 19% della domanda primaria. Il contributo del nucleare si manterrà intorno all'8%, e il restante sarà coperto dalle fonti rinnovabili (compreso idro), che cresceranno secondo un tasso medio annuo dell'1,5% nell'intero arco temporale considerato.

Secondo le previsioni della BP, pubblicate a gennaio 2014, la domanda energetica primaria aumenterà del 41% tra il 2012 ed il 2035, secondo un tasso medio annuo dell'1,5%, sebbene tale crescita non sarà costante nell'intero periodo considerato, ma seguirà un tasso di crescita del 2,2% m.a. nel decennio 2005-2015, del 1,7% m.a. nel decennio 2015-2025 e dell'1,1% m.a. nell'ultimo decennio. Il consumo energetico crescerà meno rapidamente dell'economica (PIL +3,5% m.a. tra il 2012-2035). Il contributo del petrolio continua a diminuire sebbene resterà ancora il combustibile leader, mentre il gas naturale guadagna continuamente posizioni. Entro il 2035, tutti i combustibili fossili contribuiranno per il 27% e per la prima volta dalla Rivoluzione Industriale non ci sarà una dominanza di un solo combustibile. Nel loro insieme, i combustibili fossili perdono tuttavia quota, pur restando le fonti predominanti con una quota dell'81% (86% nel 2012). Tra i combustibili non fossili, le fonti rinnovabili (compresi i biocarburanti) guadagnano rapidamente posizione, dal 2% al 7% entro il 2035, mentre i contributi di idro e nucleare rimangono sostanzialmente piatti.

Guardando ai vari settori di impiego, è soprattutto il settore industriale ed elettrico a determinare l'incremento della domanda energetica.



Fonte: The Outlook for Energy: A View to 2040 - Exxon Mobil



Fonte: Energy Outlook 2035 - BP

Entrambi gli scenari concordano con una crescita della domanda proveniente dal settore industriale, soddisfatta prevalentemente da combustibili fossili. Secondo le previsioni ExxonMobil la crescita sarà dell'1% m.a. per il periodo 2010-2040, mentre sarà dell'1,2% m.a. per la BP nel periodo considerato ossia 2012-2035. La crescita attesa per il settore elettrico è dell'1,9% m.a. per BP al 2035, mentre per ExxonMobil la crescita attesa è dell'1,4% m.a., con una predominanza del carbone quale fonte di generazione (32-37%), seguita dal gas (22-28%) e, per la BP dalle rinnovabili che contribuirebbero alla generazione del 29% (14% rinnovabili e 15% idro) mentre secondo la ExxonMobil la terza fonte per contributo alla generazione elettrica sarà il nucleare (20%, appena il 10% per la BP).

Sul fronte emissivo, lo scenario dell'ExxonMobil implica un incremento delle emissioni di

CO_2 dello 0,6%, frutto del contrapposto andamento delle emissioni dei Paesi OECD, dove le emissioni tenderanno a subire una contrazione dello 0,9% m.a. (-24% complessivi nel periodo 2010-2040), e dell'andamento delle emissioni dei Paesi non-OECD, dove, invece, le emissioni aumenteranno dell'1,4% m.a., registrando un complessivo raddoppio delle stesse per il periodo considerato.

Nello scenario BP, le emissioni globali di CO_2 aumenteranno complessivamente del 29%, ossia dell'1,1% m.a. nell'arco temporale 2012-2035, raddoppiando quindi le emissioni mondiali rispetto al livello del 1990, ciò nonostante le politiche di riduzione delle emissioni poste in campo. Anche secondo questo scenario, le emissioni aumenterebbero per lo più per la crescita delle emissioni dei Paesi non OECD (+1,9% m.a.), mentre per i Paesi OECD si assiste ad un continuo declino delle stesse dello 0,4% m.a.

Ciò che emerge dall'analisi, seppur parzialmente qui riportata dei due scenari, è che al di là delle politiche ambientali poste in atto a livello mondiale, sebbene vi sia una graduale diminuzione dei consumi energetici ed una progressiva decarbonizzazione del mix energetico utilizzato, resta una forte discrepanza tra le due velocità a cui viaggiano le due realtà economiche delle quali occorre tener conto nella elaborazione di più opportune politiche ambientali se è vero che dobbiamo impedirci di superare il target dei 450 ppm, pari al raggiungimento dei 2°C così come stabilito dalla Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici.

Questa considerazione è fondamentale se si considera che l'UE, che contribuisce ad appena il 15% del consumo energetico mondiale, ha da poco aggiornato il proprio scenario di riferimento (Scenario di Riferimento 2013) al 2050, che include tutti gli obiettivi vincolanti fissati dalla legislazione dell'UE per quanto riguarda lo sviluppo delle energie rinnovabili e riduzione delle emissioni di gas serra (GHG) e che punta a realizzare una contrazione delle emissioni del 40%.

Il nuovo scenario di riferimento, infatti, prevede una contrazione dello 0,3% m.a. della consumo interno lordo per il periodo 2010-2040, dove il 64% del consumo interno è coperto dai combustibili fossili e dove il contributo delle fonti rinnovabili si attesta intorno al 24,5%; il nucleare partecipa alla copertura del restante 13,6%. La contrazione della domanda energetica nello scenario di riferimento UE tiene conto dell'ingresso delle nuove tecnologie nella produzione di energia e dei trasporti, nonché del progresso tecnologico legato alle fonti rinnovabili, e dei miglioramenti dell'efficienza energetica sia sul lato della domanda che su quello dell'offerta.

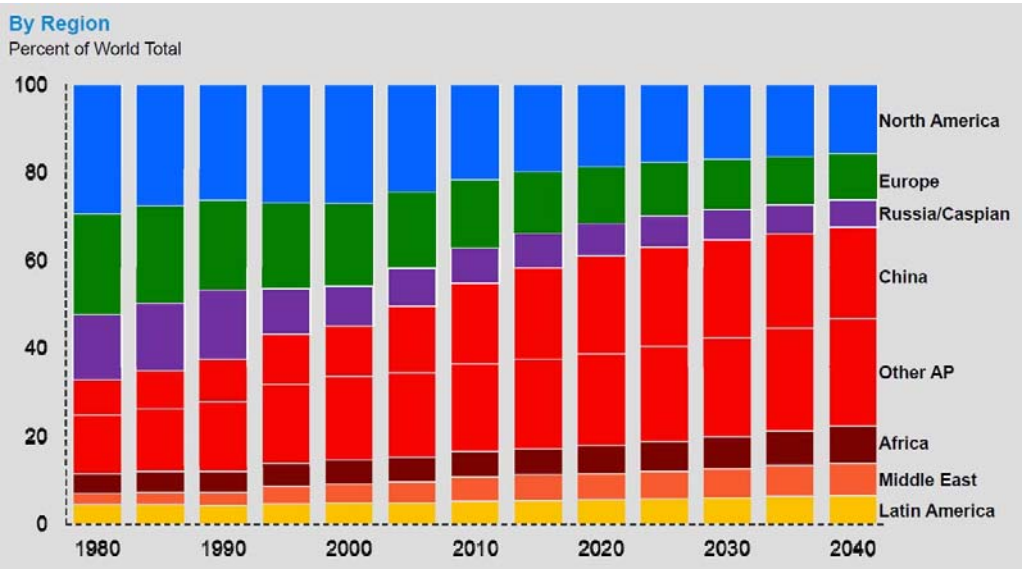
In particolare, secondo questo scenario, le emissioni seguiranno un sentiero di contrazione che permetterà di raggiungere al 2050 una contrazione complessiva del 40%; tale contrazione è il risultato di uno scenario che può contare su:

- una maggior efficienza energetica negli usi finali (illuminazione, integrazione termica degli edifici, elettrodomestici, pompa di calore, ecc.);
- un maggior sviluppo delle rinnovabili non solo centralizzate ma anche e soprattutto una nuova spinta per le rinnovabili decentralizzate;
- la possibilità di poter contare sulla tecnologia CCS e su impianti a carbone ultracritici;
- nuovi impianti nucleari di 3° e 4° generazione;
- lo sviluppo e la diffusione di veicoli elettrici ed ibridi nel settore dei trasporti.

Certamente le politiche finora attuate dall'UE hanno portato a considerevoli cambiamenti nel sistema energetico rispetto agli anni passati ed inoltre il rispetto dei vincoli del Pacchetto Clima-Energia ha comportato un notevole sforzo verso il raggiungimento dei target allora posti al 2020. Tuttavia, poter pensare che l'UE possa veder realizzati al 2050 una così forte contrazione delle emissioni pare abbastanza irrealistico se si considera che ogni Stato membro è chiamato a rispondere della crisi economica in atto, che si presumeva di breve durata e che, invece, continua a caratterizzare ancora questi anni.

Cecilia Camporeale

Regional Energy Trends Evolve

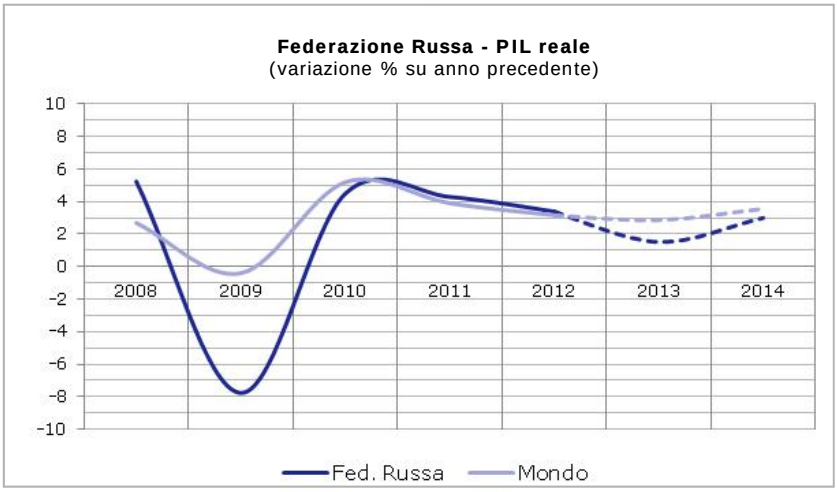


Fonte: Exxon Mobil

Prospettive di breve termine del mercato petrolifero della Federazione Russa

di Francesco Marghella

La Federazione Russa è lo stato con la maggiore estensione al mondo, pari a 17 milioni di km2 (57 volte la superficie dell'Italia), ha una popolazione di 143,5 milioni di abitanti, la nona al mondo, e produce il 3% della ricchezza mondiale. Il prodotto interno lordo nel 2012 è stato identico a quello italiano e pari a 2.015 miliardi di $, che equivale all'ottava posizione nel mondo. Dal 2007 l'economia è cresciuta di 9 punti percentuali, nonostante la flessione dell'8% registrata nel 2009. Per l'anno appena concluso si prevede una variazione contenuta e vicina all'1,5%, mentre per il 2014 dovrebbe tornare sopra il livello del 3%.



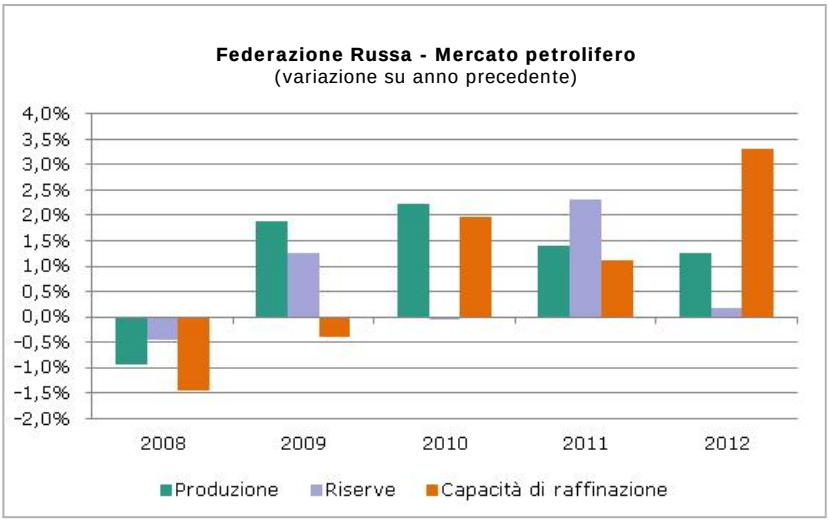
Fonte: IMF, World Economic Outlook Database, October 2013

Lo sfruttamento delle risorse naturali, in particolare quelle energetiche, rimane il settore più importante dell'economia russa. Nel 2012, con 526 Mt estratte[1], la Federazione è stata il secondo maggior produttore di greggio al mondo dietro l'Arabia Saudita. La quota sulla produzione mondiale equivale al 13%. Anche l'export di olio, pari a ca. il 48% della produzione interna, vale il 2° posto nella classifica mondiale. La produzione di gas naturale del 2012 si è abbassata a 592 miliardi di mc (607 nel 2011), pari al 18% della produzione mondiale. La Federazione Russa risulta, in questo caso, essere il secondo produttore mondiale dietro gli Stati Uniti e, esportando ca. il 28% della quantità estratta, il primo esportatore al mondo. Per ciò che riguarda il carbone, nonostante le riserve russe ammontino a ca. il 18% di quelle mondiali, la produzione è ferma a 355 Mt, pari al 4% della produzione mondiale. Le esportazioni valgono ca. il 29% della produzione, ponendo la Federazione Russa al 4° posto tra i paesi esportatori.

Federazione Russa - Mercato petrolifero

	Produzione (Mb/g)	Riserve (Miliardi di barili)	Capacità di raffinazione (Mb/g)
2008	9,95	84,11	5,42
2009	10,14	85,16	5,40
2010	10,37	85,12	5,51
2011	10,51	87,09	5,57
2012	10,64	87,23	5,75

Fonte: BP Statistical Review 2013



Fonte: BP Statistical Review 2013

Guardando al mercato petrolifero, il *trend* segnalato dai fondamentali per gli ultimi 5 anni per cui si hanno dati consolidati è di lieve crescita. Dall'anno base 2007 al 2012, la produzione di olio è aumentata, complessivamente, del 6%. La Siberia occidentale è la regione maggiormente sfruttata. Dai suoi pozzi proviene oltre il 60% dell'olio estratto sul territorio nazionale. Segue, con una quota superiore al 20%, la regione degli Urali-Volga. Dall'isola di Sachalin, a nord del Giappone, dalla Siberia orientale e dalla regione

[1] Fonte: BP Statistical Review June 2013. Include olio, shale oil, sabbie bituminose e liquidi da gas naturale.

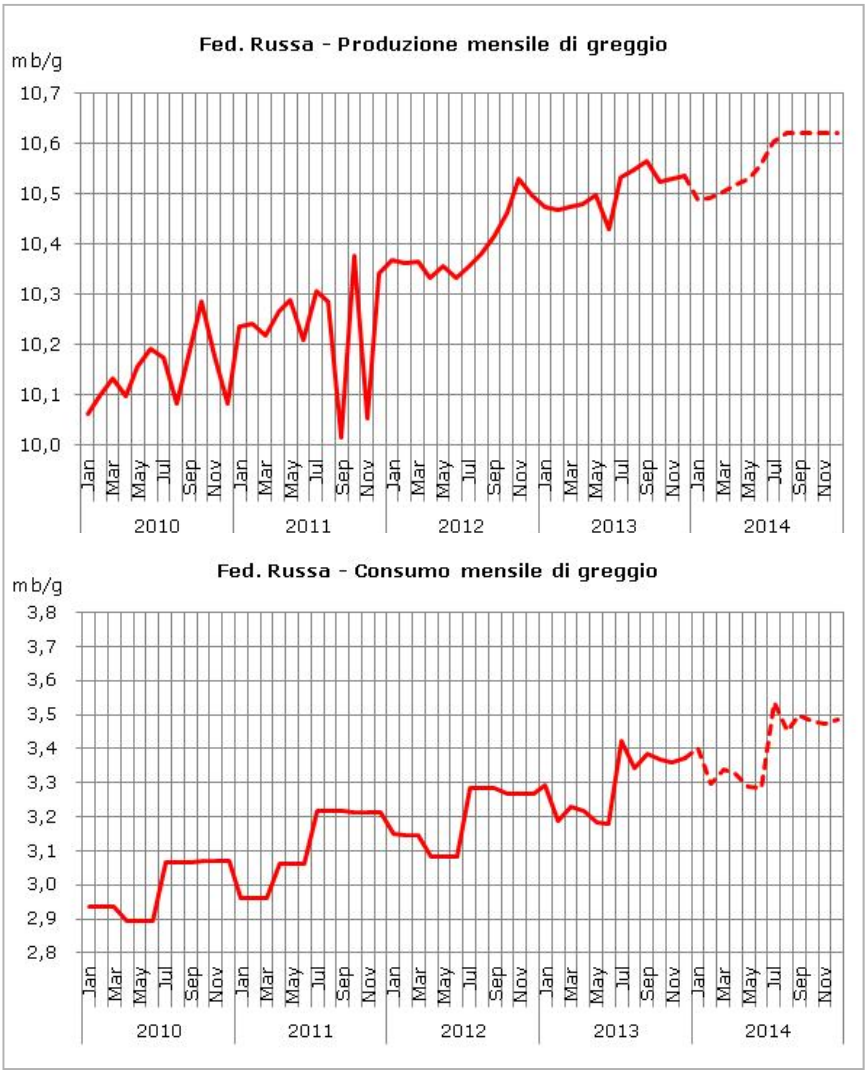
artica ci si aspetta il maggiore contributo in termini di aumento della produzione nei prossimi anni. I progetti in corso per lo sfruttamento di nuovi giacimenti, tuttavia, bastano appena a coprire l'attuale calo dell'attività estrattiva nei campi più maturi.

La Federazione Russa è l'ottava nazione al mondo per riserve accertate (5% del totale), ma le ha viste crescere solo del 3% nel periodo 2007-2012, cioè ad un tasso dimezzato rispetto a quello di aumento dell'estrazione. Le principali compagnie impegnate nelle attività *upstream* sono Rosneft, a controllo statale, e LUKoil, privata. Poco spazio viene dato alle compagnie straniere, che trovano generalmente difficoltà nell'investire, soprattutto in assenza di un partner nazionale.

Anche nei settori *downstream* i due giganti nazionali ricoprono una posizione dominante. Essi si spartiscono rispettivamente il 25% e il 20% ca. del totale potenziale delle 40 raffinerie presenti sul territorio. La capacità di raffinazione nel 2012 rappresentava il 6% di quella mondiale, al terzo posto dietro Stati Uniti e Cina, e ha seguito più da vicino lo sviluppo della produzione, con un aumento del 5% dal 2007.

La produzione di greggio nel mese di dicembre 2013 si è attestata sui 10,54 milioni di barili/giorno[2], leggermente in calo dopo il record di settembre, chiuso a 10,56 mb/g. Il primo trimestre dell'anno in corso è previsto ancora in calo, ad una media di 10,49 mb/g. A partire da agosto si toccherà il nuovo massimo storico a 10,62 mb/g, in anticipo di un mese rispetto al picco della domanda globale.

I consumi interni hanno raggiunto la quota massima di 3,42 mb/g nel luglio 2013, abbassandosi nell'ultimo trimestre dell'anno ad un livello pari a 3,37 mb/g, più alto del 3% rispetto allo stesso periodo del 2012. Per l'anno in corso sono previste un'ulteriore crescita al ritmo del 4% su base annua ed il raggiungimento di un nuovo record di 3,54 mb/g nel mese di luglio.



[2]Fonte: EIA, Short Term Energy Outlook, January 2014. Include olio, liquidi da gas naturale, bioliquidi, altri liquidi, residui di raffineria.

IAEE International Association for Energy Economics
www.iaee.org

AIEE

14th IAEE European Energy Conference

Sustainable Energy Policy and Strategies for Europe

Roma, 28-31 Ottobre 2014

LUISS

l'AIEE organizzerà a Roma la 14° Conferenza Europea dello IAEE insieme con la **IAEE - International Association for Energy Economics** ed in collaborazione con **l'Università LUISS Guido Carli** che ospiterà l'evento.

La **14° Conferenza Europea IAEE** cercherà di discutere tutte questioni relative alla politica europea e le sue nuove prospettive e si propone anche di analizzare gli eventi ed i cambiamenti che caratterizzano il contesto energetico internazionale ed i possibili sviluppi nei prossimi anni.

Call for papers

l'invio degli abstract dal 1° gennaio - 15 maggio, 2014

www.iaee2014europe.it

8 sessioni plenarie e 50 sessioni parallele

per discutere di:

- Extending the scope of European energy regulation
- Are we meeting the targets of RES cost reduction?
- The SET-Plan: is it working?
- Progress on the Road-Map to 2050
- Energy storage – effects on the market
- Changes in the geo-political situation
- Smart grids, smart meters, smart cities
- Effects of unbundling in the gas sector
- Promoting or imposing energy efficiency?
- Non-conventional hydrocarbons in Europe
- Virtual power plants
- Sectorial approach to energy efficiency in industry
- The challenge of energy for transportation
- Bioenergy and agriculture
- Nuclear energy: back to the future?
- NIMBY for RES
- Formation of prices in gas and electricity markets
- North-South cooperation on renewable energy
- Local activities and the Covenant of Mayors
- Access to energy
- CCS: opportunity in different countries
- Climate policy and emission trading
- Energy poverty in developed countries
- Energy supply and security
- Market instruments for energy efficiency
- Reflections on energy price market
- Sustainable communities and citizen-led activities
- Sustainable development and economical growth
- Technology development
- The future energy demand
- The perspective of LNG
- Towards a low-carbon economy
- Wind and solar energy

Tassa d'iscrizione

Participants	Prima del 15 Luglio 2014	dopo il 15 Luglio 2014
Speaker/Chair IAEE Member	€ 525	€ 575
Speaker/Chair Non-Member	€ 600	€ 650
IAEE Member	€ 690	€ 740
Non-Member	€ 790	€ 840
Student IAEE Member	€ 330	€ 380
Student Non-Member	€ 370	€ 420
Accompanying person	€ 330	€ 380

Vi aspettiamo a Roma!

Sponsors: aspo, AICEP, EDISON, ExxonMobil, MEGALIA

Media partners: nuova energia, Enerdata

Con il patrocinio di: SPQR, ROMA CAPITALE, MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE

LA SEDE DELLA CONFERENZA

La conferenza si svolgerà presso **l'Università LUISS Guido Carli**, nella sede di Via Pola. L'Università dispone di tre Dipartimenti (Economia, Giurisprudenza e Scienze Politiche), più una Business School. Grazie alla sua affiliazione con la Confindustria, l'Università ha stretti legami con realtà industriali del Paese, la maggior parte delle quali operano a livello internazionale.
La LUISS Business School ha un riconoscimento a livello mondiale come un hub della conoscenza per gli studi post-laurea.
Le sue strutture permettono di impostare fino a 8-10 sessioni simultanee. L'Aula Magna può contenere fino a 500 partecipanti. Le aule sono moderne e dotate di tutti i dispositivi tecnici: computer, microfoni e impianti all'avanguardia, accesso a internet ed una zona di ristorazione, dove possono essere serviti coffee break e pranzi per i partecipanti.

"CALL FOR PAPERS"

L'invio degli abstract **inizia il 1° gennaio 2014 e scade il 15 maggio 2014.** Le Sessioni parallele saranno organizzate in base agli abstract accettati. Gli autori possono proporre e organizzare sessioni specifiche. Gli abstract presentati devono essere di una o due pagine di lunghezza, composti da: (1) presentazione generale, (2) metodi, (3) risultati (4) conclusioni.
Gli autori saranno informati entro il **30 giugno 2014** sulla situazione del loro paper. Gli autori i cui abstract sono stai accettati dovranno inviare entro il **14 agosto 2014** i papers completi (il limite suggerito è di 15 pagine) per la pubblicazione sul sito web della conferenza.
Si possono inviare lavori di uno o più autori. Il processo di selezione degli abstract garantirà una più ampia partecipazione possibile.
Ogni autore potrà presentare un solo paper. Se sottoscrive più paper e vengono accettati, ciascuno dovrà essere presentato da un coautore differente. In questo caso il presentatore sarà tenuto a pagare la quota di iscrizione come speaker.

Per informazioni contattare:
Segreteria AIEE - assaiee@aiee.it; 063227367
Il sito ufficiale della conferenza: http://www.iaee2014europe.it/

IL PROGRAMMA

martedì 28/10

14.00 – 18.00 **Registration**
13.00 – 14.00 IAEE European Affiliate Leaders Meeting
14.00 – 17.00 IAEE European PhD - students Day *(Room 118)*
18.00 – 20.00 ***Welcome Reception*** *(LUISS - Viale Pola 12)*
20.30 – 22.00 *Students Happy Hour (Negresco Bar - Piazza Istria)*
20.30 – 22.00 ***IAEE Council Dinner***

mercoledì 29/10

08.00 – 18.00 **Registration**
08.00 – 09.00 Breakfast Meetings
09.30 – 10.30 **Opening Plenary Session**
10.30 – 11.00 *Coffee Break*
11.00 – 12.30 **Dual Plenary Sessions**
12.30 – 14.00 *Lunch*
14.00 – 15.30 Concurrent Sessions (8 meeting rooms)
15.30 – 16.00 *Coffee Break*
16.00 – 17.30 Concurrent Sessions
19.00 – 22.30 ***Gala Dinner***

giovedì 30/10

08.00 – 18.00 **Registration**
08.00 – 09.00 Breakfast Meetings
09.00 – 10.30 **Dual Plenary Sessions**
10.30 – 11.00 *Coffee Break*
11.00 – 12.30 Concurrent Sessions
12.30 – 14.00 *Lunch*
14.00 – 15.30 **Dual Plenary Sessions**
15.30 – 16.00 *Coffee Break*
16.00 – 17.30 Concurrent Sessions
20.00 – 22.30 ***Conference Dinner***

venerdì 31/10

08.00 – 09.00 Breakfast Meetings
09.00 – 10.30 Concurrent Sessions
10.30 – 11.00 *Coffee Break*
11.00 – 12.30 Concurrent Sessions
12.30 – 13.30 **Closing Session**

EVENTI SOCIALI

Gala dinner

Mercoledì, **29 ottobre 2014** una cena di gala sarà offerto ai partecipanti presso la Terrazza Caffarelli.

Conference dinner

Giovedì, **30 ottobre 2014** sarà offerta ai partecipanti una cena alla bellissima ed elegante Sala delle Colonne dell'Università LUISS, nella sede di Via Pola, in occasione della cerimonia di premiazione.

Segreteria AIEE
Tel: +39-06-3227367; +39-06-32652279; Fax: +39-06-3234921
Email: assaiee@aiee.it; info@iaee2014europe.it
www.iaee2014europe.it

Norme generali sul sistema energia

06 marzo 2014

Delibera 91/2014/E/com

Indirizzi alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico per l'attuazione del progetto inerente la formazione e l'aggiornamento del personale delle associazioni di consumatori per l'anno 2014 (progetto Pfa)

Con la deliberazione 492/2013/E/com l'AEEG ha proposto al MISE di finanziare per l'anno 2014, tramite il fondo per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas (costituito dall'ammontare proveniente dal pagamento delle sanzioni irrogate dall'Autorità), due progetti sinteticamente indicati come PQS/14 (qualificazione degli sportelli delle associazioni di consumatori) e PFA (formazione e aggiornamento del personale delle associazioni di consumatori), prevedendo che le risorse per il finanziamento dei progetti siano da allocare con priorità al progetto PQS/14 e che, nel rispetto di tale priorità, i progetti possano essere avviati anche per moduli parziali, idonei a garantire l'ottenimento di risultati, in seguito all'accertamento dell'effettiva disponibilità delle risorse finanziarie necessarie per la loro realizzazione. La Cassa Conguaglio Settore Elettrico (di seguito: CCSE) è il soggetto destinatario delle risorse finanziarie impegnate per la realizzazione dei progetti ai fini della loro erogazione ai soggetti attuatori, riconoscendole, per lo svolgimento di tali attività, un contributo nella misura massima del 3% dei fondi ad essa trasferiti, corrispondente a 3.750,00 euro per il progetto PFA, stabilendo altresì che l'individuazione dei soggetti attuatori, da parte della CCSE, avverrà attraverso procedure ad evidenza pubblica previa approvazione dei relativi avvisi da parte dell'Autorità. Il progetto PFA ha l'obiettivo di promuovere per l'anno 2014 la realizzazione, in base a tre distinte e autonome linee di attività (PFA1, PFA2, PFA3), di iniziative di formazione e aggiornamento del personale delle associazioni di consumatori funzionali allo svolgimento di attività di informazione e assistenza ai consumatori svolte nell'ambito di progetti finanziati o da finanziare mediante il fondo sanzioni, inclusa la formazione e l'aggiornamento di formatori. Gli impegni di spesa, al netto delle risorse da destinare prioritariamente alla realizzazione del progetto PQS/14 nella misura massima di 635.000,00 euro, comportano attualmente una disponibilità di risorse finanziarie per il progetto PFA pari a 51.696,00 euro. Il provvedimento fornisce indirizzi alla Cassa conguaglio per il settore elettrico ai fini della definizione dell'avviso pubblico per la selezione dei soggetti attuatori del progetto a vantaggio dei consumatori relativo ad attività di formazione e aggiornamento del personale delle associazioni di consumatori, approvato con decreto 4 dicembre 2013.

27 marzo 2014

Delibera 133/2014/R/com – *Aggiornamento, dal 1 aprile 2014, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas.*

Il presente provvedimento prevede l'aggiornamento, a decorrere dal 1 aprile 2014, delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema e di ulteriori componenti tariffarie relativamente ai settori dell'energia elettrica e del gas.

Ricerca di sistema

06 marzo 2014

Delibera 94/2014/rds

Verifica dello stato di avanzamento al 30 giugno 2013 e della pertinenza e congruità delle spese documentate del progetto "Archivio telematico per il riferimento nazionale di rete di distribuzione elettrica: modelli e scenari evolutivi per i nuovi profili di generazione e carico" (Atlantide) ed erogazione della relativa quota di contribuzione

Il presente provvedimento approva la verifica del secondo stato di avanzamento e la pertinenza, congruità e ammissibilità delle spese documentate al 30 giugno 2013 del progetto "Archivio telematico per il riferimento nazionale di reti di distribuzione elettrica: modelli e simulazioni di scenari evolutivi per i nuovi profili di generazione e carico" (ATLANTIDE) - ammesso al finanziamento con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 16 febbraio 2010 per un contributo massimo ammissibile di 817.699,19 euro - e l'erogazione della relativa quota di contribuzione, nonché la rimodulazione dei costi e delle attività del progetto. In particolare, sono state determinate in 452.011,32 euro il costo ammissibile delle attività svolte nel periodo e in 177.079,52 euro il relativo contributo ammissibile, da erogare a rimborso delle spese sostenute dagli Assegnatari per le attività del Progetto, importo che verrà erogato agli assegnatari, tramite la società capofila, dalla CCSE.

Efficienza energetica & fonti rinnovabili

13 marzo 2014

Delibera 107/2014/R/efr

Modalità di applicazione del meccanismo dei titoli di efficienza energetica nel caso dei grandi progetti nonché definizione e modalità di riconoscimento del valore costante per i medesimi titoli.

Con il presente provvedimento vengono definite le modalità di applicazione del meccanismo dei titoli di efficienza energetica nel caso dei grandi progetti nonché i criteri e le modalità di riconoscimento del valore costan-

te per i medesimi titoli.
Il proponente che intende accedere al regime che assicura un valore costante dei titoli di efficienza energetica, esprime tale volontà contestualmente alla richiesta presentata al MISE per l'attivazione della procedura di valutazione (art. 8, comma 1, Decreto Interministeriale 28 dicembre 2012). Al termine della procedura di valutazione occorrerà indicare di scegliere di accedere, o meno, al regime che assicura un valore costante dei titoli di efficienza energetica, scelta che non potrà essere modificata nel corso della vita utile del progetto. Qualora, si opti per non accedere al regime a valore costante, i titoli corrispondenti a risparmi o premialità relativi ai grandi progetti possono essere utilizzati dai distributori per assolvere ai propri obblighi dando luogo alla conseguente erogazione del contributo tariffario secondo le medesime modalità di cui alla deliberazione 13/2014/R/efr. Il valore costante riconosciuto, per l'intera durata del periodo incentivante, ai titoli relativi ai grandi progetti, espresso in €/TEE con due cifre decimali, è pari al minimo tra: a) la media dei valori unitari dei contributi riconosciuti ai distributori per i tre anni d'obbligo precedenti a quello nel quale almeno uno dei clienti finali inizia a beneficiare dei risparmi energetici derivanti dal grande progetto e b) il rapporto tra:
- i costi di investimento effettivamente sostenuti comprensivi della remunerazione del capitale investito determinata alla data dell'attivazione della procedura di valutazione, al netto dei minori costi derivanti, per l'intera durata del periodo incentivante, dagli interventi di efficienza e valutati, per quanto possibile, sulla base dei valori medi unitari adottati ai fini dell'ultimo calcolo del parametro E di cui all'articolo 3, comma 1, della deliberazione 13/2014/R/efr;
- il numero dei titoli di efficienza energetica che si stima possano essere ottenuti sulla base della quantità stimata dei risparmi energetici ottenibili per l'intera durata del periodo incentivante, tenendo conto della vita tecnica dell'intervento e al netto della maggiorazione derivante dalla premialità esplicitamente prevista dall'articolo 8, comma 3, del decreto interministeriale 28 dicembre 2012.

20 marzo 2014

Delibera 120/2014/R/efr
Determinazione degli ulteriori crediti spettanti, per gli anni dal 2008 al 2012, ai gestori degli impianti o parti di impianti riconosciuti come nuovi entranti, che non hanno ricevuto quote di emissione di CO_2 a titolo gratuito
Con il presente provvedimento vengono determinati gli ulteriori crediti spettanti per gli anni dal 2008 al 2012, per gli impianti o parti di impianto riconosciuti come "nuovi entranti" che non hanno ricevuto quote di emissione di CO_2 a titolo gratuito, al fine di tenere conto dei maggiori ricavi che i gestori dei medesimi impianti avrebbero potuto avere qualora avessero potuto utilizzare i CERs ed ERUs per soddisfare gli obblighi derivanti dall'Emission Trading System.

Energia elettrica

04 marzo 2014

Delibera 90/2014/R/eel
Modificazioni ed integrazioni alla deliberazione dell'Autorità 48/04, in tema di ulteriore corrispettivo per la remunerazione transitoria della disponibilità di capacità produttiva
Al fine di garantire al sistema elettrico un adeguato livello di capacità produttiva, il decreto legislativo 379/03 prevede che sia adottato un sistema di remunerazione della capacità di produzione elettrica basato su meccanismi concorrenziali, trasparenti, non discriminatori per il mercato, orientato a minimizzare gli oneri per i consumatori. Il compito di definire i criteri e le condizioni per operare tale compensazione è stato affidato all'AEEG (art. 2, comma 1, D. Lgs. 379/03), che lo ha fatto attraverso la deliberazione. ARG/elt 98/11. A partire dall'anno 2004 e fino all'attuazione - non ancora perfezionata - del sistema di remunerazione è in vigore un differente regime di remunerazione, a carattere transitorio, disciplinato dall'AEEG (art. 5 D.Lgs 379/03).
La deliberazione 48/04 determina la disciplina per la remunerazione transitoria della disponibilità di capacità produttiva, articolandola in due parti:
- la prima, definita come remunerazione articolata per fasce e per grado di criticità, è corrisposta a condizione che i soggetti ammessi al regime di remunerazione abbiano effettivamente reso disponibile la capacità produttiva nei giorni di alta e media criticità (corrispettivo CAP1, art. 35);
- la seconda parte, definita remunerazione integrativa dei ricavi conseguiti dal singolo produttore nel mercato a pronti, è eventuale ed è riconosciuta a ciascun produttore, qualora tali ricavi, su base annua, risultino inferiori a un livello di riferimento posto convenzionalmente pari ai ricavi che il medesimo produttore avrebbe ottenuto, a parità di produzione, nel regime amministrato (corrispettivo S, di seguito anche: corrispettivo ex articolo 36). Il limite superiore dell'ammontare annuo complessivamente disponibile per la remunerazione integrativa è determinato dal parametro Gs, il cui valore dipende, tra l'altro, dall'importo del corrispettivo tariffario di cui all'articolo 48, della deliberazione 111/06.
Con la deliberazione ARG/elt 166/10, l'Autorità ha inteso adottare una differente metodologia di distribuzione del corrispettivo S, più efficace in relazione alla sua funzione di remunerazione integrativa e selettiva, tenendo conto di alcuni fattori originariamente trascurati dalla deliberazione 48/04. In particolare, la quota

integrativa – corrispettivo S – è riconosciuta ad ogni operatore di mercato qualora i propri ricavi effettivi siano inferiori ai ricavi di riferimento, tenendo conto della "marginalità" degli operatori – da intendersi come capacità relativa di ciascun operatore di generare margini. A tal fine, nella valutazione dei ricavi effettivi di ciascun operatore m, è stata valorizzata l'incidenza dell'esenzione dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi, di cui all'art. 11 del decreto legislativo 79/99. A seguito dell'annullamento della deliberazione ARG/elt 166/10 da parte del TAR Lombardia, avverso cui l'AEEG ha poi proposto appello dinanzi al Consiglio di Stato (udienza di merito fissata per il 20 maggio 2014), e dell'incertezza dell'esito, è ritenuto opportuno procedere al riconoscimento del corrispettivo S in forma di mero acconto, al fine di non pregiudicare la pronta ed efficace distribuzione del medesimo corrispettivo in conformità al criterio che risulterà legittimo in esito al giudizio di appello in Consiglio di Stato (quello che include il valore dell'esenzione dei certificati verdi oppure quello che lo esclude). Il presente provvedimento assegna alla copertura degli oneri per il riconoscimento del corrispettivo ex articolo 36 per l'anno 2012:

- i residui relativi a detto corrispettivo per gli anni 2009, 2010 e 2011 e il residuo, relativo al corrispettivo ex articolo 35 per l'anno 2009, addizionale rispetto all'importo già destinato alla specifica remunerazione della disponibilità di capacità produttiva per l'anno 2010;
- il gettito rinveniente, nell'anno 2013, dall'applicazione del corrispettivo per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, al netto della quota parte già destinata al finanziamento del corrispettivo ex articolo 35;
- il gettito rinveniente, nell'anno 2014, dall'applicazione del corrispettivo per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, per quanto necessario a fare in modo che l'importo annuo dedicato ai corrispettivi ex articolo 36 per l'anno 2012 sia allineato al corrispondente valore adottato per l'anno 2011; quest'ultimo valore rappresenta circa il quaranta percento delle risorse complessivamente assegnate alla remunerazione della disponibilità di capacità produttiva per il citato anno.

Inoltre, destina al riconoscimento del corrispettivo ex articolo 36 per l'anno 2013 un importo pari a quello previsto per l'anno 2012.

13 marzo 2014

Delibera 105/2014/R/eel

Determinazione del corrispettivo a copertura dei costi di funzionamento di Acquirente Unico S.p.A. per l'attività di acquisto e vendita di energia elettrica, per i clienti in maggior tutela, per l'anno 2013 e, a titolo di acconto, per l'anno 2014

Il presente provvedimento fissa il corrispettivo a copertura dei costi di funzionamento di Acquirente Unico per l'attività di acquisto e vendita di energia per l'anno 2013 e riconosce il corrispettivo a titolo di acconto per l'anno 2014. In particolare, con la delibera si quantifica in 10.476.313 euro il corrispettivo riconosciuto, a titolo definitivo a copertura dei costi di funzionamento di Acquirente unico per l'attività di acquisto e vendita di energia elettrica per i clienti in maggior tutela nell'anno 2013 ed in 12.859.000 euro il corrispettivo riconosciuto a titolo di acconto, salvo conguaglio, a copertura dei costi di funzionamento di Acquirente unico per l'attività di acquisto e vendita di energia elettrica per i clienti in maggior tutela nell'anno 2014. Inoltre, si stabilisce che l'Acquirente unico destini alla copertura dei costi di funzionamento 2014, la differenza tra il corrispettivo riconosciuto a titolo di acconto a copertura dei costi di funzionamento di Acquirente unico per l'attività di acquisto e vendita di energia elettrica per i clienti in maggior tutela nell'anno 2013, pari a 13.991.000 euro e il corrispettivo riconosciuto a titolo definitivo per il medesimo anno.

13 marzo 2014

Delibera 106/2014/R/eel

Modalità e tempistiche per il riconoscimento delle agevolazioni relative agli oneri di sistema per le imprese a forte consumo di energia elettrica negli anni 2013 e 2014

Il presente provvedimento approva la proposta presentata dalla Cassa Conguaglio per il settore elettrico in merito alle modalità e tempistiche per il riconoscimento delle agevolazioni relative agli oneri generali di sistema previste per le imprese a forte consumo di energia elettrica negli anni 2013 e 2014 in attuazione dell'art. 39 del decreto legge n. 83/2012. Inoltre, viene richiesto alla Cassa conguaglio di presentare una proposta urgente in tema di sistema di garanzie a fronte dei pagamenti delle agevolazioni.

20 marzo 2014

Delibera 118/2014/R/eel

Determinazione dei premi relativi alla qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per l'anno 2012

La deliberazione determina i premi relativi alla qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per l'anno 2012, che CCSE dovrà versare entro il 30 aprile, così determinati :

Sotto-indicatore*	ENSR - Livello Obiettivo 2012	ENSR – Livello Effettivo 2012 (comunicato da Terna)	ENSR – Livello Effettivo 2012 (a seguito della verifica ispettiva)	ENSR – Livello Obiettivo 2012 – livello effettivo 2012 (a seguito della verifica ispettiva)	Premio (€)
ENSR – TERNA	944	593	644	300	12.000.000
ENSR – TELAT	579	333	403	176	7.040.000

*Energia non fornita di riferimento (ENSR), ed in particolare i sotto-indicatori ENSR-TERNA e ENSR-TELAT, rispettivamente relativi alla rete c.d. storica di Terna e alla rete ceduta a Terna dalla società Enel Linee Alta Tensione S.r.l.

27 marzo 2014

Delibera 136/2014/R/eel

Aggiornamento, per il trimestre 1 aprile – 30 giugno 2014, delle condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica in maggior tutela e modifiche al Tiv

Il presente provvedimento aggiorna, per il trimestre 1 aprile – 30 giugno 2014, le condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica in maggior tutela e modifica il TIV con riferimento alle componenti RCV, RCVi e DISPBT.

28 marzo 2014

Delibera 148/R/eel

Sistema di garanzie di pagamento per il riconoscimento delle anticipazioni per l'anno 2013 delle agevolazioni relative agli oneri generali di sistema per le imprese a forte consumo di energia elettrica.

Il provvedimento definisce il sistema di garanzie per il riconoscimento delle anticipazioni per il periodo 1 luglio – 31 dicembre 2013 alle imprese a forte consumo di energia elettrica.

Gas naturale

06 marzo 2014

Delibera 93/2014/R/gas

Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti attuativi degli ulteriori adempimenti previsti in materia di gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale.

Con il presente provvedimento viene avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti, integrativi rispetto a quelli adottati nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 77/2012/R/GAS, attuativi delle disposizioni previste in materia di affidamento delle concessioni per il servizio di distribuzione dall'articolo 4, comma 5, del decreto-legge n. 69/13. In tale procedimento confluiscono le attività connesse all'attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 1, comma 16 e di cui all'articolo 1, comma 16-quater, del decreto-legge n. 145/13

06 marzo 2014

Delibera 95/2014/R/gas

Condizioni economiche del servizio di tutela del gas naturale per l'anno termico 2014-2015

Il presente provvedimento definisce le modalità di determinazione delle condizioni economiche del servizio di tutela del gas naturale per l'anno termico 2014-2015, con specifico riferimento alle componenti C_{MEM}, GRAD e CCR.

13 marzo 2014

Delibera 104/2014/R/gas

Emanazione delle linee guida per la gestione e l'allocazione della capacità (First booking Phase) secondo la final joint opinion relativa al procedimento di esenzione per il gasdotto TAP

Il presente provvedimento approva le linee guida per la gestione e l'allocazione della capacità di trasporto relativa al procedimento di esenzione del gasdotto TAP Ag.

14 marzo 2014

Delibera 112/2014/R/gas

Verifica e approvazione della Booking Phase Notice predisposta da Tap Ag, recante la procedura per l'allocazione della capacità sul gasdotto Tap, in conformità alle Linee guida approvate con deliberazione dell'Autorità 104/2014/gas

Il presente provvedimento verifica e approva Booking Phase Notice predisposta da TAP AG recante la procedura per l'allocazione della capacità sul gasdotto TAP relativa al procedimento di esenzione del gasdotto TAP AG.

27 marzo 2014

Delibera 131/2014/R/gas

Rideterminazioni tariffarie, per gli anni 2011-2013, per i servizi di distribuzione e misura del gas e riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione

Il presente provvedimento dispone rideterminazioni di tariffe di riferimento e opzioni tariffarie per il periodo 2011-2013, sulla base di richieste di rettifica e integrazione dei dati comunicati ai fini tariffari. Con il medesimo provvedimento è approvato per tre località l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione di cui all'articolo 45 della RTDG.

27 marzo 2014

Delibera 132/2014/R/gas

Determinazione delle tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misure del gas naturale e rideterminazioni di opzioni tariffarie gas diversi, per l'anno 2014

Con il presente provvedimento sono approvate le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per l'anno 2014. Il medesimo provvedimento dispone rideterminazioni di opzioni tariffarie per l'anno 2014 e dà mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture, Unbundling e Certificazione di effettuare i necessari approfondimenti con le imprese distributrici e le loro associazioni in merito alle implicazioni dell'esercizio dell'opzione di cui all'articolo 2 della deliberazione 573/2013/R/Gas in tema di trattamento dei contributi.

27 marzo 2014

Delibera 134/2014/R/gas

Aggiornamento, per il trimestre 1 aprile – 30 giugno 2014, delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela. Modifiche al Tivg. Aggiornamento della componente UG3 e definizione di una componente tariffaria addizionale della tariffa di trasporto.
Il presente provvedimento aggiorna, per il trimestre 1 aprile – 30 giugno 2014, le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela, modifica il TIVG, aggiorna la componente UC3 e definisce una componente tariffaria addizionale delle tariffa di trasporto.

27 marzo 2014

Delibera 135/2014/R/gas
Aggiornamento, per il mese di aprile 2014, delle condizioni economiche di fornitura dei gas diversi dal gas naturale, a seguito della variazione dell'elemento a copertura dei costi di approvvigionamento relativi alla materia prima.
Il presente provvedimento aggiorna, per il mese aprile 2014, le condizioni economiche di fornitura dei gas diversi da gas naturale, a seguito della variazione dell'elemento a copertura dei costi di approvvigionamento relativi alla materia prima. Per il periodo dall'1 al 30 aprile 2014, il valore dell'elemento QEPROPMC del TIVG è fissato pari a 11,171144 euro/GJ che corrisponde a 1,117896 euro/mc per le forniture di GPL con potere calorifico superiore di riferimento pari a 0,100070 GJ/mc (0,050240 GJ/kg).

27 marzo 2014

*Delibera 137/2014/R**/gas** – Disposizioni in materia di allocazione della capacità presso i punti di entrata e di uscita della rete nazionale di trasporto di gas interconnessi con l'estero, in attuazione del Regolamento 984/2013 della Commissione Europea.*
Il presente provvedimento riforma i requisiti per l'accesso ed i criteri di conferimento della capacità di trasporto presso i punti interconnessi con l'estero al fine di dare attuazione anticipata alle disposizioni del "Network Code on Capacity Allocation Mechanisms in Gas Transmission Systems" di cui al regolamento UE n. 984/2013.

Documenti di consultazione e Bandi di gara:

27 marzo 2014

Bando Efficienza Energetica Regioni Convergenza: online gli allegati aggiornati.
È disponibile on line, nel sito del Ministero dello Sviluppo Economico, la nuova versione di due allegati relativi al bando sull'efficienza energetica, aggiornati con le modifiche apportate dal decreto direttoriale 27 marzo 2014.
Le modifiche riguardano la correzione di alcuni errori materiali contenuti negli allegati n. 3 "Tabella di conversione TEP" e n. 8 "Punteggi e soglie minime di accesso previste in relazione ai criteri di valutazione di cui all'articolo 8, comma 9, del decreto del Ministro dello sviluppo economico 5 dicembre 2013." del decreto direttoriale 19 marzo 2014 recante le disposizioni attuative del bando e la relativa modulistica per l'accesso alle agevolazioni.

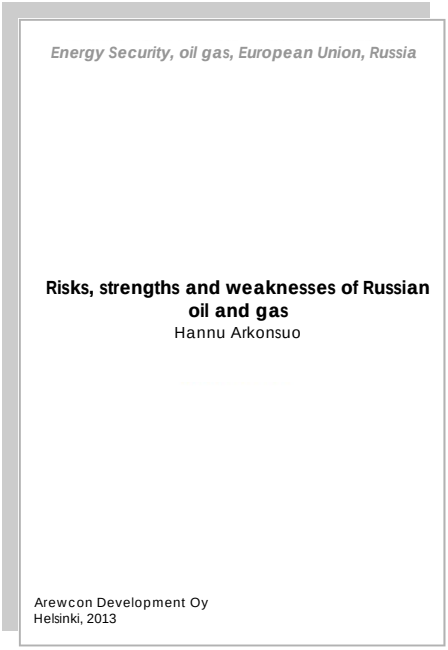
Documenti di consultazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas

13 marzo 2014

Documento di consultazione 101/2014/E/com – Criteri e modalità di applicazione degli obblighi, previsti dal Regolamento Remit, di pubblicazione delle informazioni privilegiate
Con il documento per la consultazione, l'Autorità intende promuovere un confronto con gli operatori di mercato soggetti all'obbligo di pubblicazione delle informazioni privilegiate, ai sensi del Regolamento europeo sull'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT). La consultazione è finalizzata ad individuare le principali implicazioni sull'attività degli operatori, in modo da poterle eventualmente trasferire presso le competenti istituzioni europee, nonché a presentare alcune ipotesi circa l'utilizzo di piattaforme centralizzate per la pubblicazione delle informazioni.
Il termine per l'invio delle osservazioni è fissato per il 16 aprile 2014.

20 marzo 2014

Documento di consultazione 115/2014/E/com – Orientamenti per il miglioramento dell'efficacia delle attività relative al trattamento dei reclami da parte dello Sportello per il consumatore di energia
Il presente documento per la consultazione illustra gli orientamenti dell'Autorità in merito ad alcune misure volte ad accrescere l'efficacia delle attività relative al trattamento dei reclami da parte dello Sportello per il consumatore di energia, con riguardo alle modalità di presentazione del reclamo, alla qualità e risolutività delle risposte degli esercenti e all'accountability dello Sportello.
Il termine per l'invio delle osservazioni alla consultazione è fissato per il 24 aprile 2014.



Risks, strengths and weaknesses of Russian oil and gas

Hannu Arkonsuo, Arewcon Development Oy, 2013

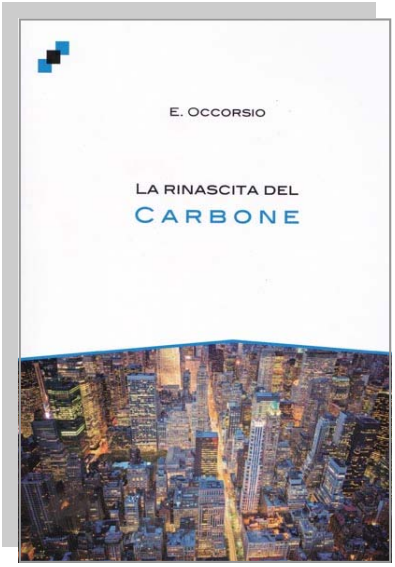
Le relazioni energetiche tra Unione Europea e Russia sono caratterizzate dalla forte dipendenza europea dalle forniture russe di idrocarburi, dalla dipendenza russa dalle entrate delle esportazioni di idrocarburi e la crescente diversificazione dell'import energetico europeo e dell'export energetico russo. Le proposte contenute nello studio sono volte a sviluppare un modello di riferimento per valutare i fornitori di gas e petrolio e presenta un quadro della Russia e delle posizioni dei fornitori alternativi per l'UE sul mercato globale del petrolio e del gas naturale. Lo studio identifica il mercato, gli elementi macroeconomici, geopolitici, politici e normativi nonché i rischi ambientali degli idrocarburi russi e le loro conseguenze per l'Europa. Nella elaborazione di un modello di riferimento utilizza tre sistemi di valutazione la cui costruzione si basa su fattori critici e altri rilevanti. Il settore degli idrocarburi in Russia è comparato con altre regioni importanti per il gas e petrolio, come le regioni del Caspio, il Medio-Oriente, Africa ed America, utilizzando 9 criteri. Secondo tale analisi la Russia come fornitore di petrolio e di gas presenta un rating rispettivamente del 30% più basso e del 70% più alto delle valutazioni medie delle altre regioni considerate. L'analisi condotta attraverso lo studio ha visto l'utilizzo di tre modelli valutativi, il cui scopo è stato quello di fornire un monitoraggio obiettivo e un'indicazione dei cambiamenti che stanno interessando il mercato del gas e del petrolio. Lo studio è disponibile al seguente indirizzo:

http://www.arewcon.fi/Russian%20oil%20and%20gas%202013.pdf

Low-carbon innovation for industrial sectors in developing countries

R. Byrne, H. de Coninck, A. Sagar, Working paper, Climate Strategies , 2014

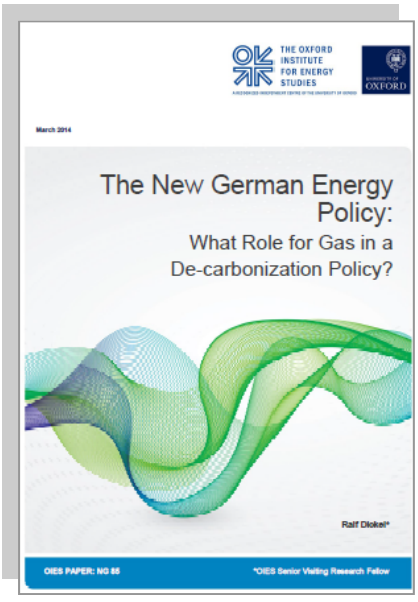
L'innovazione per basse emissioni nei settori industriali dei Paesi in via di sviluppo presenta oggi forti opportunità economiche che possono aiutare a realizzare un percorso di sviluppo sostenibile. In uno scenario *business-as-usual*, le industrie che sorgono in PVS rischiano di evolversi lungo un percorso ad alta intensità carbonica o inefficiente, aumentando le emissioni di gas serra nel breve periodo e la probabilità di contribuire a far fissare un elevato livello carbonico nel lungo termine. Tuttavia, vi sono ampie evidenze derivanti dalle esperienze dei Paesi industrializzati nel mondo che dimostrano l'esistenza di vari tipi di strategie che possono essere messe in pratica per rendere loro possibile uno sviluppo a minor impatto carbonico. In particolare, potendo usufruire delle esperienze dei paesi industrializzati, i PSV possono usufruire di queste esperienze per cogliere le opportunità di uno sviluppo a basse emissioni, creando così un sentiero di sviluppo climaticamente compatibile. Lo scopo del documento è quello di illustrare i potenziali sentieri e le azioni politiche per l'innovazione a basse emissioni dei settori industriali dei PSV, focalizzandosi, primariamente, sui possibili ritorni derivanti dall'efficienza energetiche realizzabili nei settori energy-intensive, per poi divenire attori principali nella catena del valore dell'innovazione a basso impatto a livello mondiale. Lo studio offre, inoltre, delle raccomandazioni che potrebbero essere attivate sia a livello nazionale che internazionale, attraverso il ricorso alle istituzioni già esistenti così come alle lezioni apprese dalle esperienze passate dai Paesi industrializzati.



La rinascita del carbone

Eugenio Occorsio, 2014

Nel mese di marzo 2013 è stata varata con decreto interministeriale la Strategia Energetica Nazionale: sul testo si è aperto un confronto ad ampio raggio su scala nazionale, aperto a tutte le componenti della società, dai cittadini ai sindaci, dalle organizzazioni ambientalistiche ai comitati civici. Risparmio di circa 9 miliardi di euro l'anno sulla bolletta nazionale di elettricità e gas (pari oggi a circa 70 miliardi); superamento di tutti gli obiettivi ambientali europei al 2020; minore dipendenza di approvvigionamento con una riduzione della fattura energetica estera di circa 14 miliardi l'anno – circa l'1% del PIL – e un calo dell'84% al 67% della dipendenza dall'estero; spinta alla crescita con circa 180 miliardi di euro di investimenti in 7 anni, solo in parte incentivati. Sono questi i principali obiettivi al 2020. Il dibattito è aperto. Speriamo anche sul carbone, che al momento sembra quasi essere stato "dimenticato" dalla Bozza di SEN. In effetti, il pacchetto-energia contiene solo un vago accenno alla necessità di sviluppare le tecnologie sul "carbone pulito" e l'opportunità di investire nella "cattura & sequestro" dell'anidride carbonica. Due indicazioni generiche ma preziose, che suggerirebbero la necessità di proseguire verso queste due fondamentali misure di sviluppo energetico, rilasciando così finalmente anche una fonte antica che ha la possibilità di provenire dall'interno, rispetto al petrolio medio-orientale o al gas russo ed algerino. Per tali motivi, nasce il volume scritto dal giornalista di "Repubblica", Eugenio Occorsio, che contiene una serie di elementi conoscitivi e di analisi che possono essere utili in un momento di profonda ed opportuna riflessione sulla struttura del quadro energetico italiano. Inoltre, il volume passa in rassegna le diverse centrali a carbone della nostra penisola dedicando a ciascuna una scheda analitica ed informativa.



The New German Energy Policy: what role for gas in a de-carbonization policy?

Ralf Dickel, Oxford Institute for Energy Studies, 2014

La nuova politica energetica tedesca è stata decisa nella sua forma "finale" nel 2011 a seguito del disastro di Fukushima e da allora è stata chiamata *Energiewende* (Svolta energetica, o nuova politica energetica tedesca), con due grandi obiettivi: uscire dal nucleare entro il 2022 ed al contempo mantenere un sistema elettrico ed energetico decarbonizzato per più dell'80% al 2050. Poiché il gas è uno dei combustibili fossili a minor impatto emissivo, ci si attende che esso giochi un maggior ruolo nella Energiewende. La discussione sul ruolo del gas nella decarbonizzazione del sistema energetico tedesco avrebbe dovuto imprimere un nuovo indirizzo allo sfruttamento di carbone e ligniti destinati a ridursi, a meno dell'introduzione commerciale e su ampia scala di tecnologie CCS. Un altro ostacolo al gas naturale in ogni politica di decarbonizzazione è legata al miglioramento dell'efficienza, al risparmio energetico e all'introduzione di fonti rinnovabili, che inevitabilmente riducono i quantitativi di vendita del gas naturale nel suo segmento tradizionale. Infatti, il ruolo del gas nella generazione elettrica permetterebbe una riduzione delle emissioni di CO2 grazie alla possibilità di rimpiazzare con esso gli impianti a carbone/lignite, a cui si aggiunge la naturale flessibilità dei turbogas che possono facilmente – e in tempi brevi – sopperire alle carenze derivanti da impianti a fonti rinnovabili caratterizzati per la loro natura intermittente. Tuttavia, il limitato impiego del gas è legato agli alti costi della materia prima, a cui vanno aggiunti i costi dell'ETS, che lo rendono meno vantaggioso rispetto al più economico carbone. La discussione è ancora aperta; il volume (disponibile al seguente indirizzo internet: *http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/03/NG-85.pdf)* descrive e analizza la politica energetica tedesca, con un focus sul ruolo che il gas gioca o potrebbe giocare nella decarbonizzazione della Germania.

NOTIZIE DAL MONDO

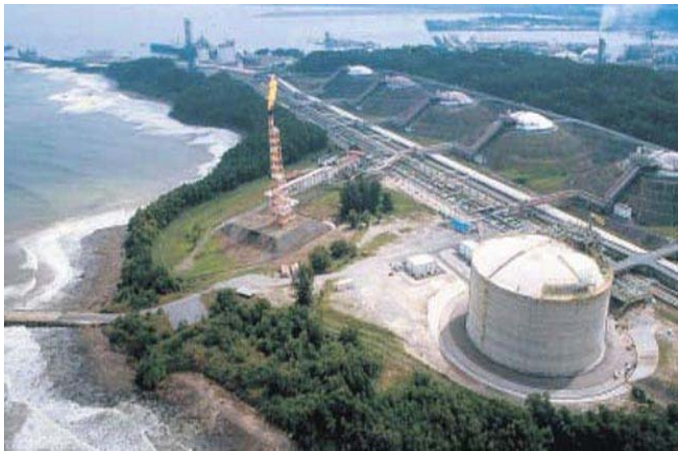
GAS NATURALE

Malaysia LNG firma con Nippon Oil un accordo per la fornitura di GNL per 10 anni

JX Nippon Oil & Energy Corporation ha annunciato di aver concluso un contratto di compravendita di GNL con la Malaysia LNG per la fornitura di GNL da parte di Malesia LNG Dua Plant. NOE riceverà 380.000 tonnellate annue di GNL per 10 anni a partire dal 2015. Il GNL sarà consegnato al terminale Hachinohe, attualmente in costruzione nella Città di Hachinohe, Aomori, la cui attività dovrebbe iniziare nell'aprile 2015, e al terminale GNL Mizushima (di proprietà di Mizushima LNG Company Limited), che è attualmente sotto utilizzato in Mizushima City, Okayama, in Giappone.
Il terminale GNL Hachinohe fornirà gas naturale all'area settentrionale della regione di Tohoku e il terminale satellite GNL Kushiro rifornirà la parte orientale di Hokkaido, la cui attività dovrebbe iniziare nell'aprile 2015.

Al via la ristrutturazione dell'impianto di LNG in Malaysia

La Malaysia LNG Dua, una joint venture di proprietà della società petrolifera statale malese Petroleum Nasional Berhad (Petronas) (60%), Shell (15%), Mitsubishi Corporation (15%), e la statale Sarawak (10%), ha assegnato un contratto di ingegneria, fornitura, costruzione (EPCC) al JGC per la ristrutturazione di un impianto LNG in Bintulu, Sarawak, Malaysia.
Lo scopo di questo progetto è la ristrutturazione del 4°, 5° e 6° treno di GNL (ciascuno di 2,6 Mt/anno) presso il Petronas LNG Complex in Bintulu (gli esistenti 8 treni funzionano correttamente operativi, mentre il nono è in costruzione), la cui ristrutturazione è prevista per il gennaio 2009.



Petronas vende a IOC il 10% del capitale di Pacific NorthWest LNG

Petronas, Progress Energy e Pacific Northwest LNG (PNW LNG) hanno firmato un accordo per la vendita a Indian Oil Corporation (IOC) di una partecipazione del 10% delle riserve di gas destinate a Progress Energy GNL a nord est della British Columbia e dei progetti di esportazioni di gnl della PacificNorthWest LNG, sulla costa occidentale del Canada. Come parte della transazione, IOC ha accettato un contratto off-take per 1,2 Mt/anno di GNL, che rappresenta il 10% della produzione di impianti di GNL, per un periodo minimo di 20 anni. L'operazione si basa su altre due operazioni precedentemente annunciate nel 2013 che hanno visto la Japex acquisire il 10% e PetroleumBRUNEI il 3% . A seguito della conclusione della vendita a IOC , Petronas deterrà il 77% del progetto integrato e continuerà a lavorare con i potenziali clienti e partner per garantire i mercati per il GNL. Il Pacific Northwest GNL sarà costruito a Port Edwards (British Columbia) entro il 2018. La decisione finale per l'investimento è attesa per la fine del 2014 e le prime esportazioni di GNL avverranno a fine 2018. La fase di progettazione e realizzazione è in corso e PNW GNL prevede entro il terzo trimestre del 2014 il completamento della ricezione delle offerte di servizi di ingegneria, approvvigionamento di materiali e costruzione, e dell'attività di commissioning. Il design è di due treni di circa 6 Mt /anno ciascuno, con l'opzione per un terzo treno della stessa dimensione.

L'australiana Woodside fornirà 2,2 Mt/anno di GNL alla Korea Gas Corp

La società australiana Woodside ha firmato una vendita ed un contratto di acquisto (SPA) con la Korea Gas Corporation (KOGAS) per una fornitura massima di circa 2,2 Mt di GNL per un periodo di 3 anni a decorrere dal mese di aprile 2014. Il GNL sarà consegnato dalla Woodside gestita da Pluto LNG Plant, Western Australia. L'accordo è soggetto all'approvazione del governo. Gli accordi esistenti di Pluto GNL ammontano a 3,25 Mt / anno, di cui 1,75 Mt /anno con Kansai Electric (Giappone) e 1,5 Mt / anno conTokyo Gas (Giappone).

USA: completata l'acquisizione di un IGCC da parte di Calpine

Calpine ha completato l'acquisizione da MinnTex Power Holdings (una società di investimento di proprietà di un fondo privato gestito da Wayzata Investment Partners) di un impianto a gas naturale a ciclo combinato, di potenza nominale di 1.050 MW, situato nella contea di Guadalupe in Texas (Stati Uniti), nella zona meridionale di ERCOT. L'acquisto è avvenuto per US $ 625 milioni più eventuali aggiustamenti, pari approssimativamente a circa US $ 595/kW. Guadalupe Energy Center include due unità di generazione da 525 MW, ognuno composto da due turbine a combustione GE 7FA, due generatori di vapore a recupero di calore e una turbina a vapore GE. L'acquisizione è stata annunciata nel dicembre 2013.

Finlandia: scelta la regione di Pori come località per il primo rigassificatore finlandese

Società del gas finlandese Gasum ha scelto Tahkoluoto, Pori, come sede del suo primo terminale di importazione di GNL. Il terminale da 30.000 m3 migliorerà la disponibilità di GNL in Finlandia e ridurrà le emissioni. Gasum ha fatto domanda per i fondi di investimento per il terminale GNL al Ministero del Lavoro e dell'Economia e prevede di iniziare la costruzione del terminale nel 2014, per essere completato nell'autunno del 2016. All'inizio di marzo 2014, la Finlandia e l'Estonia hanno concordato la costruzione di due rigassificatori nel Golfo di Finlandia, interconnessi da un gasdotto, invece di costruire un unico terminale di rigassificazione , la cui posizione era stata discussa per più di un anno. Gasum ha previsto anche la costruzione di un terminale di importazione a Pansio, Turku, la cui costruzione è slittata a causa di una istanza presso il tribunale amministrativo di Turku, di cui si attende l'esito.

USA:-la UIL Holdings acquista l'utility Philadelphia Gas Works

La UIL Holdings Corporation, una società di utilities di fornitura energetica diversificata che serve più di 700.000 clienti tra energia elettrica e gas, in 66 comunità in due stati, ha raggiunto un accordo definitivo per l'acquisto, per la cifra di US $ 1.86 miliardi in contanti, degli assets e di alcuni obbligazioni della Philadelphia Gas (PGW Operations), la più grande utility municipalizzata di gas naturale negli Stati Uniti, con sede nella città di Philadelphia.
La Philadelphia Gas Works gestisce un sistema di distribuzione di circa 10.000 km di reti e tubature di gas che riforniscono circa 500.000 clienti nella città di Philadelphia. L'acquisizione di PGW Operations avverrà tramite una transazione al netto di debiti e crediti di cassa ed amplierà in modo significativo le dimensioni e la portata delle operazioni di gas naturale della UIL portando alla realizzazione di una utility capogruppo che opera nella distribuzione di un'ampia area geografica che servirà più di 1,2 milioni di clienti con gas ed elettricità, potendo contare sull'abbondante fornitura dei giacimenti di gas da scisti di Marcellus e Utica.

Azerbaigian: BERS presta $200 mln a Lukoil per il giacimento di Shah Deniz

La Banca europea per la ricostruzione e lo sviluppo (BERS) sta ampliando il finanziamento a medio lungo termine di US $ 200 milioni a LUKOIL Overseas Shah Deniz, una consociata interamente controllata da LUKOIL Overseas, che è il gestore dei progetti esteri upstream di LUKOIL. I proventi del prestito verranno utilizzati per sviluppare ulteriormente la Fase 1 del giacimento offshore di gas naturale e gas condensati Shah Deniz in Azerbaijan. Il prestito attuale coprirà una parte del costo dell'aggiornamento tecnologico degli impianti esistenti, che potrebbe avere come risultato l'aumento del quantitativo estratto fino a 2 miliardi di metri cubi/anno. Questo aumento porterà ad un picco di produzione del giacimento di 8,9 miliardi di metri cubi/anno. In confronto, l'Azerbaigian consuma 13 miliardi di metri cubi/anno di gas. Il consorzio Shah Deniz comprende BP (come gestore), Statoil, LUKOIL, Socar, Total, NICO e TPAO. Il gas ed i gas condensati dal giacimento rispettivamente vengono trasportati attraverso il gasdotto del Caucaso meridionale e l'oleodotto BTC, in Turchia attraverso la Georgia.

India, Iran and Oman: progettano un gasdotto da 11 Gmc/anno

India, Iran e Oman stanno discutendo su un potenziale progetto di costruzione di un gasdotto lungo 1.400 chilometri che collega l'Iran all'India, attraverso Oman. Lo studio di fattibilità condotto nel dicembre 2013 ha stimato il costo del progetto intorno a US $ 4 -5 miliardi. Il progetto dovrebbe fornire fino a 31 milioni di metri cubi/giorno di gas (oltre 11 miliardi di metri cubi/anno) dai giacimenti di petrolio e di gas del Sud Pars (Iran), rappresentando una valida alternativa al gasdotto proposto Iran-Pakistan-India che sta subendo notevoli ritardi.

USA: nuovo impianto di liquefazione autorizzato

Il Dipartimento dell'Energia americano (DOE) ha approvato la domanda di Annova GNL per esportare circa 9,6 miliardi di metri cubi/anno di GNL prodotto in loco verso Paesi rientranti in accordi di libero scambio (FTA) con gli Stati Uniti per un periodo di 30 anni. Annova LNG ha presentato una domanda di esportazione FTA a fine 2013. Il gruppo sta valutando lo sviluppo di un impianto di liquefazione di 2 Mt/anno nel porto di Brownsville, in Texas, che potrebbe essere commissionato entro la prima metà del 2018, e potrebbe essere successivamente esteso fino a raggiungere 6 Mt/anno (pari a 8,1 miliardi di metri cubi/anno).

Ungheria: il Gruppo E.ON Hungária punta al non residenziale

La società elettrica ungherese MVM ha firmato una lettera non vincolante di intenti con E.ON Hungária per la possibile acquisizione di quote in altre società ungheresi controllate da E.ON. La potenziale operazione può influire sulle azioni del gestore della rete pubblica E.ON Energiaszolgáltató, delle società E.ON Közép-dunántúli Gázhálózati ed E.ON Del-dunántúli Gázhálózati, operatori nel settore dei gasdotti e nella distribuzione, nonché nella società E.ON Ügyfélszolgálati, operante nel servizio clienti. Come elemento del suo nuovo modello di business, il Gruppo E.ON Hungária continuerà ad operare in linea con le strategie adottate finora per lo sviluppo ed il funzionamento della rete elettrica e concentrarsi maggiormente sui suoi clienti aziendali nel settore elettrico e del gas. Per queste ragioni il gruppo intende cedere le sue società operanti nella rete gas e quelle di trading residenziale. In aprile 2013 E.ON ha venduto alla società statale MVM le sue partecipazioni in E.ON Földgaz Trade, il più grande fornitore di gas in Ungheria, ed E.ON Földgaz Storage (il più grande operatore di stoccaggio).

PETROLIO

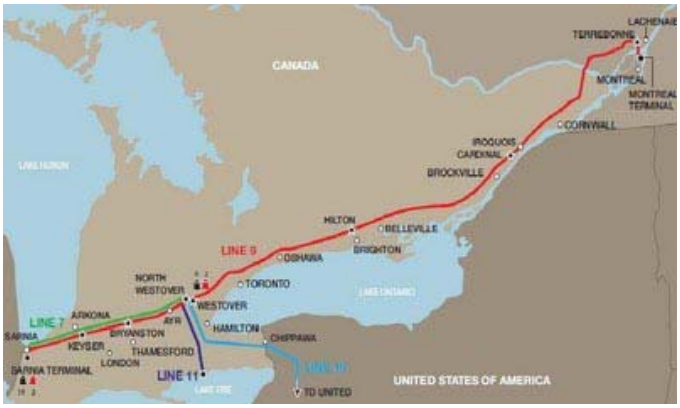
Romania: in vendita il 26% delle quote della Rompetrol Rafinare

Lo Stato rumeno, che detiene il 44,69% delle quote di Rompetrol Rafinare, intende vendere parte delle sue azioni, per mantenere il 18% della società e mettere all'asta, nell'estate del 2014, un pacchetto di azioni pari al 26% con un prezzo di partenza di 200 milioni di dollari. Il gruppo petrolifero kazako KazMunaiGas, che possiede la compagnia petrolifera rumena Rompetrol Group, ha offerto di comprare l'intero pacchetto del 26% offrendo la cifra massima di 200 milioni di dollari.

Galp Energia progetta investimenti per 1,5-1,7 miliardi all'anno fino al 2018

La compagnia portoghese per gli idrocarburi Galp Energia progetta di investire 1,5-1,7 miliardi di euro all'anno per il periodo 2014-2018 (1,3-1,5 miliardi di euro nel 2014), principalmente per il business upstream in Brasile (Lula/Iracema) e in Mozambico. La società prevede una crescita media annua della produzione di circa il 40%, per il periodo 2013-2020, attraverso lo sviluppo dei suoi progetti autorizzati ed in via di autorizzazione. Fino al 2020, la società dovrebbe distribuire 14 ulteriori FPSO (unità galleggiante di produzione, stoccaggio e scarico, dall'acronimo inglese Floating Production Storage and Offloading) in Brasile e in Angola, e avviare un impianto GNL in Mozambico. Il progetto Lula/Iracema in Brasile verrà eseguito con i tempi ed il budget previsti, con un programma di perforazione pianificata per il 2014 di 7-9 pozzi esplorativi e della valutazione di un pozzo esplorativo in Marocco. Nel settore downstream, Galp Energia mira ad aumentare il flusso di generazione, attraverso una migliore integrazione delle attività di raffinazione e di commercializzazione, una maggiore efficienza energetica e una minimizzazione dell'impegno economico in tali attività. Nel settore Gas & Power, l'obiettivo è quello di continuare a sfruttare le opportunità derivanti dal trading del GNL e, al contempo, mantenere uno sbocco nella commercializzazione fisica del gas naturale in Iberia, assieme ad un approvvigionamento flessibile di gas naturale e GNL.

Canada: NEB approva modifiche alla linea 9B e alla linea 9 di Enbridge



Il regolatore della rete gas canadese, National Energy Board (NEB), ha approvato, previo il rispetto di 30 condizioni che saranno riviste dall'Enbridge, l'inversione del flusso e l'espansione della Linea 9B di Enbridge tra Westover, Ontario e Montreal (Quebec). Enbridge è il gestore del gasdotto della Linea 9, una conduttura già esistente con diametro di 762 mm e capacità di circa 240.000 bbl/d. La Linea 9, che originariamente scorreva verso est, è stata invertita nel 1998 in seguito all'ingresso di petrolio dall'estero a prezzi più convenienti dall'Africa Occidentale e dal Medio Oriente (nel Quebec attualmente sono ancora rimaste due raffinerie che elaborano il 90% di greggio di fonte estera). Tuttavia, il greggio Western Canadian è ancora quotato ad un prezzo significativamente inferiore rispetto al petrolio estero. Di conseguenza, a novembre 2012, Enbridge ha sottoposto al NEB un progetto per la sezione denominata Linea 9B, proponendo l'ampliamento della capacità della linea 9 da 240.000 bbl/d a 300.000 bbl/d. Questo progetto insieme al progetto già approvato per invertire il flusso della linea 9A tra Sarnia, Ontario e Westover, permetterà una fornitura affidabile e competitiva del greggio del Nord America per le raffinerie di Ontario e Quebec.

Kazakstan: il consorzio di Kashagan problemi legali per ritardi nello sviluppo dei campi petroliferi.

Kazakhstan sta valutando se citare in giudizio il North Caspian Operating Company, il consorzio di KazMunaiGaz (KMG, 16,9%), Eni, Shell, Exxon, Total (16,8% ciascuna), CNPC (8,3%) e Inpex (7,6%), per i ritardi nello sviluppo del gigantesco giacimento petrolifero di Kashagan, nel Mar Caspio. Il progetto è iniziato a settembre 2013 ma è stato fermato poche settimane più tardi a causa di fughe di gas. La data della ripresa non è ancora chiara ed il campo è improbabile che produca più di 100.000 bbl/d quando tornerà operativo. Inizialmente, le stime prevedevano una produzione di petrolio di 180.000 bbl/d con un aumento progressivo fino a raggiungere i 370.000 bbl/d nei primi mesi del 2015, che avrebbe superare 1 mb/d entro la fine del decennio. Invece, i livelli di gas flaring hanno già raggiunto i limiti di legge (2,8 MCM in settembre e ottobre 2013), portando conseguentemente alla rivendicazione da parte delle autorità della regione di Atyrau di 737 milioni di US$. Il Kazakistan che possiede, attraverso KMG, la quota più elevata del giacimento di petrolio ha già minacciato di citare in giudizio il consorzio per i ritardi e potrebbe addirittura rifiutarsi di rimborsare i costi di sviluppo (circa US $ 50 miliardi).

BEI accorda un prestito di € 150 milioni per il progetto gas Nawara in Tunisia

La Banca europea per gli investimenti (BEI) e la compagnia petrolifera tunisina Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières (ETAP) hanno raggiunto un accordo per un prestito di € 150 milioni per l'operatività della concessione "Nawara", situata nel sud del paese. La concessione Nawara è detenuta al 50% da ETAP e OMV. Le sue riserve recuperabili sono stimate in 10,2 miliardi di metri cubi di gas. Nell'ambito di un approccio di sviluppo sostenibile, il progetto prevede la riduzione significativa delle emissioni di CO_2 derivanti dal controllo ed eliminazione del *gas flaring*.

Camerun punta ad un aumento del 25% della produzione di petrolio nel 2014

La Société Nationale des Hydrocarbures (SNH) del Camerun prevede di aumentare la produzione di petrolio del 25% nel 2014 a poco più di 82.000 bbl/d (circa 30 MBL, a fronte di una produzione media di 24 MBL nel 2013). L'aumento dovrebbe essere generato dal campo petrolifero offshore Mvia nel bacino Douala-Kribi-Campo, la cui produzione è iniziata a novembre 2013. La Repubblica del Camerun mira a stimolare la produzione di petrolio, dal momento che il petrolio rappresenta il 39% delle esportazioni e il 45% delle entrate in valuta estera. Per questa ragione è stato avviato un nuovo bando di gara (termine per la presentazione a fine giugno 2014 e i risultati a metà luglio 2014) per i blocchi Bomana, Lungahe e Ndian nel bacino del Rio del Rey bacino e il blocco Manyu nel bacino Mamfe. La produzione di petrolio è diminuita drasticamente a partire dalla metà degli anni 1980, quando la produzione media era di 170.000 bbl/d.

Transcanada progetta oleodotto per export Europa e East Coast

TransCanada ha recentemente annunciato la decisione di procedere alla realizzazione del nuovo oleodotto 'Energy East', lungo 4.400 km, che collegherà i giacimenti dell'Alberta e del Saskatchewan alle raffinerie del Canada orientale, per poi trovare sbocco sulla costa est del Paese. Il progetto, che avrà una capacità di 1,1 milioni di barili/giorno, prevede la conversione in oleodotto di un gasdotto già esistente di 3.000 km, la costruzione di nuove condutture di connessione in Alberta, Saskatchewan, Manitoba, Ontario Orientale, Quebec e New Brunswick, oltre alla costruzione delle stazioni di pompaggio e di due terminal marittimi a Quebec City e St. John nel New Brunswick. Il costo totale dell'oleodotto è stimato attorno ai 12 miliardi di dollari canadesi. Con l'entrata in attività di 'Energy East' si apriranno nuovi mercati per il petrolio estratto nel Canada occidentale. Il greggio, infatti, tramite i terminali marittimi del Quebec e del Brunswick, potrà trovare sbocco anche nel mercato europeo, nella costa orientale degli Stati Uniti e contribuire ad alimentare le stesse raffinerie canadesi del Quebec e del Canada Orientale, che attualmente importano circa 700 mila barili/giorno da Nord Africa, Africa occidentale e America Latina.

Francia: Total valuta la vendita di TotalGaz

Total sta pensando di vendere TotalGaz, la sua filiale dedicata alla commercializzazione di GPL in Francia. Il processo di vendita dovrebbe iniziare nel mese di aprile 2014 e potrebbe ammontare a € 750 milioni. TotalGaz, società integrata verticalmente nella filiera del GPL, dall'estrazione di gas al trasporto, attraverso la raffinazione e la distribuzione, è tra i primi cinque grandi venditori di GPL in Francia (con Butagaz, Antargaz, Primagaz e Vitogaz), con ricavi di circa € 300 milioni. La vendita di TotalGaz, si posiziona nella attuale strategia di razionalizzazione che Total ha avviato già da alcuni anni, volti a disinvestire nelle attività "non core". Nei primi mesi del 2013, il gruppo ha venduto TIGF, la sua consociata responsabile del trasporto del gas nel sud ovest della Francia per € 2,4 miliardi e nel febbraio 2014, il gruppo GTT, una controllata specializzata in metaniere con serbatoi a membrana, riducendo la sua partecipazione in GTT dal 30% all'8%.

CARBONE

Bangladesh: nuovo progetto di centrale a carbone USC

La utility statale del Bangladesh, Nord-Est Power Generation Company Ltd (NWPGCL), ha firmato un accordo con la cinese Power Company CMC per un progetto di costruzione di una centrale elettrica a carbone con una potenza di 1.320 MW in Kalapara Upazila, Patuakhali. La NWPGCL prevede di installare due centrali a carbone ultra -supercritiche (USC), compresa quella di 1.320 MW in Patuakhali, come previsto dal piano dal governo (la società deve attuare 3.490 MW, di cui 2.640 MW basati sul carbone). Il governo punta a raggiungere 20 GW di capacità di generazione a carbone entro il 2030. Il progetto Patuakhali di NWPGCL sarà situato vicino Paira Bandar e richiederà un investimento di 2 miliardi di dollari US. Le centrali saranno messe in funzione nel 2021.

Malaysia: al via la centrale a carbone da 2 GW

La Commissione Energia della Malesia ha assegnato il Progetto 3B, per la costruzione di una nuova centrale a carbone, situata in Jimah (Negeri Sembila) a 1Malaysia Development-Mitsui (1MDB-Mitsui).
Il consorzio costruirà e gestirà le due unità ultra-supercritiche da 1.000 MW del progetto, con una concessione di 25 anni. La prima unità dovrebbe entrare in funzione il 1° ottobre 2018 e la seconda entro il 1° aprile 2019. I vincitori della gara saranno tenuti a firmare un accordo di fornitura di energia (Power Purchase Agreement - PPA) con la Tenaga Nasional Berhad (TNB) ed un contratto di fornitura e trasporto del carbone con la TNB Fuel Services. L'investimento nel progetto è stimato in US $ 3,3 miliardi.

ELETTRICITÀ

Cipro approva la privatizzazione della società elettrica EAC

Il parlamento cipriota ha approvato la privatizzazione delle tre utilities statali, tra cui la utility elettrica EAC. La vendita di EAC, di Telecom CYTA e dell'Autorità Portuale di Cipro, responsabile dei porti di Larnaca e Limassol, dovrebbe portare ad ottenere un “guadagno” di € 1,4 miliardi entro il 2018. L'operazione è parte di un piano di ristrutturazione delle utilities come società per azioni per attrarre investitori strategici. In tal modo, si aprirà la strada all’ottenimento di una tranche di € 240 milioni del finanziamento di 10 miliardi di euro del piano di salvataggio dal Fondo Monetario Internazionale e dall'Unione europea.

Russia: calo della produzione elettrica dello 0,8% per Inter RAO nel 2013

Nel 2013, Inter RAO ha generato 147,5 TWh, ossia lo 0,8% in meno rispetto al 2012 (148,7 TWh), nonostante un aumento del patrimonio netto di generazione della società del 3%, così come è diminuita la produzione di energia in media del 10% della TGK-11 e dell'estero (-9 % per Bashkir Generation). La società ha una capacità installata di 33.587 MW nel 2013 (il fattore di carico è del 50,5%) ed ha consumato 33 miliardi di metri cubi di gas e circa 20 Mt di carbone. Le vendite di energia elettrica sono calate a 156,2 TWh (-1,2%); la società ha importato 4,6 TWh (l’86% dal Kazakistan, l'8% dalla Georgia e il 6% da altri paesi) ed esportato 17,5 TWh (23% in Finlandia, il 21% per la Bielorussia, il 20% in Lituania e in Cina, il 10% al Kazakistan e il 6% in altri Paesi).

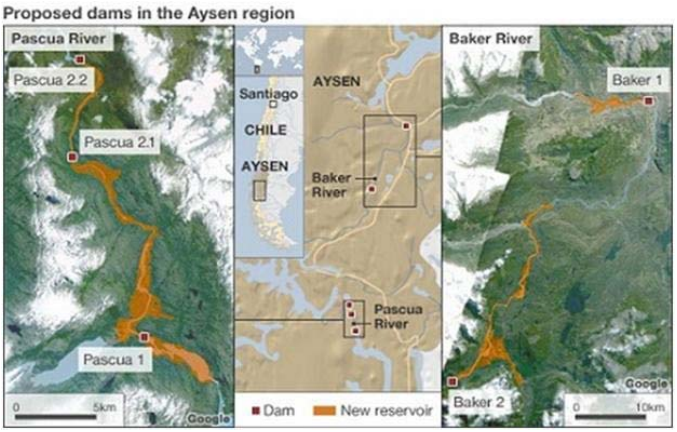
Russia: RusHydro 1,8 GW di nuova capacità entro il 2017

Nel 2013 l'utility russa RusHydro ha generato 38,4 TWh, 13% sotto il livello del 2012. Bashkortostan e Ryazan, aziende elettriche di vendita al dettaglio, hanno diminuito la loro produzione dopo che alcuni grandi consumatori industriali, a seguito della liberalizzazione del mercato, hanno cambiato i propri fornitori nel mercato all'ingrosso. Durante il 2013, il gruppo ha installato tre nuove unità di 640 MW presso la centrale idroelettrica di Sayano - Shushenskaya e cinque unità di 333 MW alla centrale idroelettrica Boguchanskya. RusHydro prevede di mettere in funzione 1.757 MW entro la fine del 2016, senza considerare i 840 MW di Zagorskaya PSP - 2 e le 342 centrali di Zaramagskaya, la cui messa in servizio verrà determinata dopo un'ulteriore revisione nel 2014.

L'obiettivo della società è l'avvio dell'esercizio commerciale di una centrale di 333 MW presso il complesso idroelettrico Boguchanskaya e di altre due unità idroelettriche rispettivamente di 140 MW e 100 MW presso le centrali Zelenchukskaya e Gotsatlinskaya nel 2014 (per un totale di 573 MW), a cui aggiungere altri 592 MW nel 2015 e nel 2016. Entro il 2017, la produzione di energia di RusHydro dovrebbe così aumentare di 17 TWh/anno, di cui 3,3 TWh/anno dovrebbero venire dalla centrale idroelettrica Boguchanskaya , 3,3 TWh/anno da nuovi impianti idroelettrici e il resto da progetti di centrali termoelettriche. Quasi 1 GW di capacità (rispetto al 2012) sarà aggiunto nel 2025-2030 come risultato di una lunga riabilitazione e ammodernamento delle centrali idroelettriche, soprattutto della cascata Volga - Kama, insieme all'ammodernamento ed ai miglioramenti di efficienza degli impianti esistenti.

RINNOVABILI

Cile: a fine maggio decisione sul progetto HidroAysen



Il governo del Cile ha deciso di rivedere il progetto idroelettrico HidroAysén riservandosi di decidere entro i prossimi due mesi se andare avanti con il progetto o se interromperlo. Il consorzio HidroAysén di Endesa Cile (51%) e Colbun (49%) mira a sviluppare un progetto idroelettrico di 2.750 MW, costituito da cinque impianti, per un investimento complessivo di oltre US $ 8 miliardi. Il gigantesco impianto idroelettrico è stato inizialmente approvato nel 2011 e la Corte Suprema del Cile ha deciso a favore del progetto nel 2012 respingendo il ricorso di gruppi ambientalisti. Il progetto, che implica l'inondazione di circa 6.000 ettari, sta suscitando una feroce opposizione ed è attualmente in fase di stallo. L'avvio dell'attività della prima delle centrali era inizialmente prevista alla fine del 2019, mentre l'intero complesso dovrebbe essere completato entro il 2025.

Norvegia: al via l'ordine di turbine per un nuovo progetto idroelettrico di 370 MW

La utility norvegese Lyse Produksjon ha fatto un ordine di 40 milioni di euro ad Andritz Hydro per la fornitura di attrezzature elettromeccaniche per la nuova centrale idroelettrica Lysebotn II in Norvegia. La fornitura comprende due turbine Francis ad alta pressione (185 MW ciascuno), due gruppi elettrogeni, carpenteria, idraulica e rivestimenti in acciaio.

Grazie alle condizioni favorevoli del serbatoio, le unità generatrici di questa centrale idroelettrica sotterranea sono progettate per l'avvio frequente start/stop per ottimizzare la produzione di energia. Lysebotn II sostituirà la centrale idroelettrica esistente Lysebotn ed aumenterà la produzione annuale di energia del 14%, raggiungendo 1,5 TWh. La centrale sarà messa in servizio a partire della primavera del 2018.

La portoghese EDPR ha aggiunto i 502 MW da fonti rinnovabili nel 2013

Nel 2013, EDP Renovaveis (EDPR) ha installato 502 MW di capacità da fonti rinnovabili in tutto il mondo, di cui 180 MW in Polonia, 175 MW in Romania e 64 MW in Portogallo. A fine anno, la società ha operato con un portafoglio di 8,5 GW sparsi in 10 paesi, di cui il 43% installati in Nord America, il 27% in Spagna e il 13% in Portogallo. La sua produzione di energia elettrica è aumentata dell'8%, raggiungendo i 19,9 TWh (+1,4 TWh rispetto al 2012) ed i suoi ricavi sono aumentati del 6%, raggiungendo i € 1,356 m. Per il 2014, EDPR prevede di aumentare dal 3% al 5% la generazione di energia e di aggiungere ulteriori 500 MW, di cui il 70% negli Stati Uniti (attraverso l'installazione di 300 MW di nuovi progetti eolici PPA) e il 30% in Europa.

Giappone: 6,8 GW di capacità addizionale di fonti rinnovabili da luglio 2012

Secondo il Ministero dell'Economia del Commercio e dell'Industria, in Giappone sono stati installati 7.044 MW di capacità rinnovabile dopo l'introduzione delle tariffe feed-in, avvenuto a luglio 2012 (fino alla fine del 2013). La maggior parte di tale capacità proviene da impianti solari fotovoltaici che, a dicembre 2013, avevano raggiunto 6.845 MW di capacità aggiuntiva. Prima dell'inizio del programma Fit, la capacità rinnovabile installata in Giappone era pari a 20,6 GW, di cui la metà era proveniente da piccole centrali idroelettriche: in 18 mesi, la capacità da fonti rinnovabili è aumentata di oltre un terzo. Inoltre, il ministero ha approvato nuovi progetti da fonti rinnovabili per 30,3 GW.

Francia: raggiunto 8,2 GW di capacità eolica nel 2013

Secondo le statistiche trimestrali rilasciate dal Ministero dello Sviluppo Sostenibile francese, la capacità eolica installata in Francia ha raggiunto gli 8.163 MW nel 2013 (con 1.196 impianti), vale a dire una crescita di 535 MW nel corso dell'anno. Le nuove installazioni sono significativamente inferiori rispetto al 2012 (815 MW). L'energia elettrica generata dall'eolico è stata complessivamente pari a 15,2 TWh nel 2013 (+ 6% rispetto al 2012). Per quanto riguarda il solare fotovoltaico, nel 2013 sono stati installati 613 MW addizionali, determinando così un aumento della capacità totale da 4.060 MW a 4.673 MW, un valore addizionale che è stato inferiore del 45% rispetto a quanto registrato nel 2012 (1.115 MW); mentre la produzione da solare fotovoltaico è aumentata del 16% nel 2013 raggiungendo i 4,3 TWh . A fine 2013, ben 506 parchi eolici onshore (5.862 MW), 11 parchi eolici offshore (4.153 MW) e più di 35.000 impianti fotovoltaici (2.772 MW) erano in attesa di essere collegati alla rete.

Regno Unito: annullato il progetto per la centrale a biomasse di Noth Blyth

RES, società di costruzione di impianti di energia rinnovabile britannica indipendente, ha deciso di cessare i lavori relativi al progetto volto alla realizzazione della centrale elettrica a biomasse da 100 MW presso il porto di Blyth nel Northumberland. La decisione della società RES è avvenuta "in seguito al ritiro di un partner ritenuto di elevata importanza avvenuta a fine 2013 a causa della perdurante incertezza nella politica energetica del Regno Unito." Inoltre, Res ha voluto ribadire come il comportamento del Governo sta causando un rallentamento negli investimenti nel settore, con conseguenze negative in termini di produzione energetica e di stabilità del mercato. Il governo aveva comunicato di voler sostenere 4 GW di potenza in impianti alimentati a biomassa richiamando così le società che si sono lanciate in una serie di proposte provenienti da tutto il paese. Tuttavia, lo scorso anno il governo ha limitato a 400 MW i permessi per la realizzazione di nuovi impianti rientranti nel meccanismo *Renewables Obligation* (RO), in scadenza, affermando che il nuovo meccanismo di incentivazione non andrà a coprire il settore biomassa a meno che non si tratti di impianti per la produzione combinata di elettricità e calore. Il risultato di questa scelta è stato l'abbandono da parte della maggior parte delle società dei progetti proposti. Questo ha minato fortemente gli investimenti per la costruzione della centrale a biomassa di Noth Blyth, che avrebbe dovuto iniziare nel 2014 con la messa in esercizio nel 2017. L'investimento è stato stimato in 300 milioni di sterline (€ 360m) e avrebbe creato circa 300 posti di lavoro in fase di costruzione e 50 posti a tempo pieno una volta a regime.

Angola: Andritz si aggiudica un ordine per 2.067 MW

Andritz fornirà attrezzature elettromeccaniche per la nuova centrale idroelettrica Lauca in Angola, attraverso la Construtora Norberto Odebrecht a Gamek (Gabinete de Aproveitamento do Medio Kwanza), che fa parte della società elettrica angolana ENE (Empresa Nacional de Electricidade). La centrale idroelettrica prevista sul fiume Kwanza comprenderà due impianti per i quali Andritz consegnerà sei turbine Francis, ciascuna con una potenza di 340 MW, nonché generatori e attrezzature supplementari. Lauca fornirà una potenza complessiva di 2.067 MW, fornendo energia pulita da impianti idroelettrici per 750.000 persone. La messa in funzione è prevista per la fine del 2017.

Il consorzio TAQA acquista due impianti elettrici indiani

Un consorzio guidato da TAQA (Abu Dhabi) ha deciso di acquisire due impianti idroelettrici in India, con una capacità complessiva di 1.391 MW. Il consorzio (51% TAQA, 39% di proprietà di uno dei maggiori investitori istituzionali del Canada e 10% IDFC Alternative India Infrastructure Fund II) acquisterà le centrali di 300 MW Baspa stage II e 1.100 MW Karcham Wangtoo nello stato settentrionale di Himachal Pradesh (India), dalla Jaiprakash Power Ventures Limited, una controllata dell'indiana Jaypee Group. Il capitale proprio investito dal consorzio per l'acquisizione dei due impianti idroelettrici ammonterà a circa US $ 616m, di cui il 51% proviene da TAQA. TAQA avrà il controllo delle operazioni e la gestione di entrambe le strutture, entrambi gli impianti sono ad acqua fluente e si trovano nel distretto di Kinnaur. Le centrali sono a 35 km dalla centrale idroelettrica Sorang, in cui TAQA ha acquisito una partecipazione nel 2013. A seguito del completamento della transazione, la capacità operativa lorda di produzione elettrica della TAQA in India sarà pari a 1.741 MW ed è composto da tre impianti idroelettrici e una centrale a lignite. L'acquisizione dovrebbe chiudersi nel 2014 ed è soggetta alle approvazioni regolatorie e di terze parti.

EnBW: nel 2014 si concentrerà sull'energia eolica

L'utility tedesca EnBW sta rivedendo la sua strategia nel contesto della Energiewende e stima che il contributo degli utili da generazione di energia convenzionale scenderà dell'80% entro il 2020. Ciò deve essere interamente compensato da una forte crescita nei settori delle energie rinnovabili (250%), dell'infrastruttura di rete (25%) e dell'attività decentrata delle vendite (100%). Nel 2014, il gruppo si concentrerà sull'espansione della capacità eolica. In particolare, nel settore eolico onshore tedesco, la società prevede di raddoppiare la capacità del suo parco eolico in esercizio a 360 MW. EnBW prevede una significativa espansione in Turchia, dove ha recentemente firmato un accordo quadro per un portafoglio eolico di complessivi 207MW. Nel settore eolico offshore, i piani includono la graduale messa in esercizio di EnBW Baltic 2, il più grande parco eolico del Mar Baltico ad oggi. Nel settore della produzione convenzionale, una dei più moderni impianti a carbone d'Europa, RDk8 in Karlsruhe, sarà connessa alla rete entro quest'anno.

Nel 2013, EnBW ha registrato un calo del 29% dell'utile netto, da € 652m a € 463m (-90 % degli utili per azione) a causa di una situazione di mercato difficile e degli oneri particolari che pesano sul settore energetico. I ricavi esterni sono cresciuti del 6,3%, raggiungendo i € 20.5 miliardi, grazie ai maggiori volumi di vendita del gas ed ai maggiori ricavi dovuti alla legge "Renewable Energy Act" (EEG) che incentiva le fonti rinnovabili e all'espansione delle attività di trading del gas naturale. Nello stesso anno, il volume delle vendite di energia elettrica del gruppo sono scese del 5,6 %, da 136 TWh a 128 TWh, mentre le vendite di gas sono salite da 73 TWh a 100 TWh (+37 %).

Stati Uniti: al via nuovi progetti solari

Sempra e Consolidated Edison Development (Sviluppo ConEdison, CED) hanno concordato di collaborare per la realizzazione di cinque progetti solari in Nevada e California, per un totale di 360 MW, che assicuri ad entrambe di deternere una quota del 50%. I progetti includono: 250 MW Copper Mountain Solar 3 del progetto di Sempra vicino a Las Vegas, e il portafoglio di CED di impianti solari operativi: il 50 MW Alpaugh 50, 20 MW Alpaugh Nord, 20 MW White River 1 a Tulare County e 20 MW Corcoran 1 in Kings County.

RETI ENERGETICHE

Bulgaria: minaccia di revoca per tre licenze di distribuzione per l'energia elettrica

La Bulgaria sta valutando la revoca delle licenze per la distribuzione di energia elettrica a tre società elettriche estere a causa dei debiti dovuti al fornitore di energia NEK statale. La distribuzione di energia elettrica bulgara è affidata a tre società straniere (l'austriaca EVN e le due società ceche CEZ e Energo -Pro) che operano in regime di monopolio. La revoca è stata dettata da un braccio di ferro delle tre società con la società NEK: questa infatti ha revocato le licenze a fronte di un mancato pagamento richiesto per legge per le installazioni eoliche e solari, pari a 159 milioni di euro, a cui le tre società erano tenute, nonostante le stesse vantino un credito nei confronti della NEK. Dal maggio 2013, il governo bulgaro ha tagliato le bollette elettriche del settore domestico già due volte, questo e la potenziale revoca delle licenze di distribuzione di energia potrebbe determinare un duro colpo per gli investitori stranieri di energia.

Giappone: al via lo sviluppo di una stazione ad idrogeno

La compagnia canadese Air Products e la giapponese Nippon Steel & Sumikin Pipeline & Engineering Co. (NSPE) hanno annunciato di aver siglato un accordo per lavorare insieme allo sviluppo delle infrastrutture di mercato per il rifornimento di idrogeno in Giappone. L'accordo, inoltre , tratta la possibilità di finalizzare un ulteriore accordo di marketing e di fornitura a lungo termine tra gli Stati Uniti e Tokyo.
Come formalizzato nell'accordo finale, la Air Products fornirà la tecnologia di rifornimento di idrogeno SmartFuel ed i protocolli di rifornimento presso le stazioni, l'ingegneria delle infrastrutture e il design, mentre la NSPE provvederà alla costruzione dell'impianto e all'adattamento della tecnologia al mercato giapponese. NSPE e la filiare giapponese Air Products lavoreranno congiuntamente con i clienti nel mercato del rifornimento automobilistico.

EMISSIONI CO_2

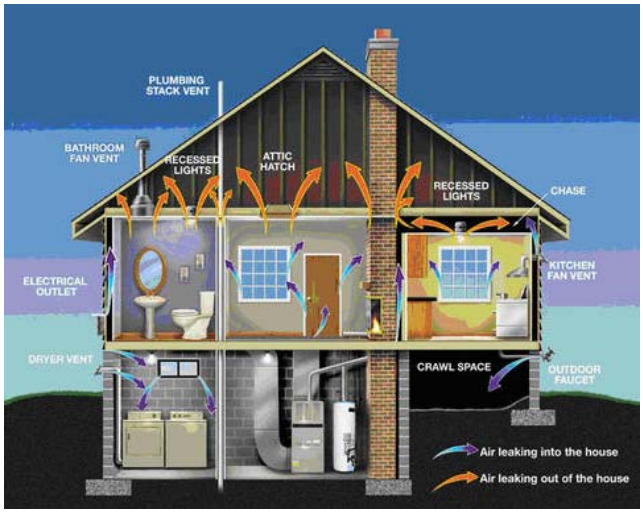
Shell UK inizia FEED per un progetto di CCS per 1 $MtCO_2$/anno in Scozia

Shell UK ha assegnato a Technip un contratto per lo studio di progettazione ingegneristica preliminare (FEED) per gli elementi onshore del progetto dimostrativo di Carbon Capture and Storage (CCS) della Peterhead Gas, in Aberdeenshire, Scozia (Regno Unito). Il nuovo impianto è destinato a catturare, comprimere e trasportare attraverso un oleodotto offshore, a circa 100 km al largo della costa scozzese e una profondità di oltre 2 km al di sotto dei fondali del Mare del Nord, di un serbatoio gassoso impoverito di Goldeneye per la conservazione a lungo termine sotto il Mar del Nord. Il progetto potrebbe catturare fino a 10 Mt CO_2 per una durata di 10 anni. Il progetto Peterhead rappresenta un significativo passo avanti nello sviluppo delle tecnologie CCS e la Shell spera che possa contribuire in modo consistente alla decarbonizzazione del settore energetico del Regno Unito.L'accordo tra la Shell e il governo del Regno Unito è stato firmato alla fine di febbraio 2014. Il governo britannico investirà 50 milioni di sterline (€ 61 milioni) per finanziare lo studio FEED per il progetto Peterhead CCS.

POLICY

Azerbaijan approva il regolamento sull'efficienza energetica degli edifici

Il governo dell'Azerbaijan ha approvato un nuovo regolamento in materia di efficienza energetica nelle costruzioni e altre misure per il risparmio energetico nel tentativo di ridurre le emissioni di CO_2. Le costruzioni residenziali fino a 3 piani, quelle che non richiedono un permesso di costruzione, gli edifici culturali ed i monumenti storici dovranno conformarsi alle nuove regole. Questo nuovo regolamento introduce gli audit energetici e la misurazione delle perdite di energia con conseguente rilascio di un certificato di prestazione energetica corrispondente alla classe di efficienza energetica dell'edificio.



NUCLEARE

Russia: Beloyarsk-4 primo impianto nucleare a combustibile MOX

Beloyarsk-4, il primo reattore veloce BN-800 in Russia, ha ricevuto il primo lotto di 56 unità di combustibile misto di ossido di uranio-plutonio (MOX) e ne riceverà altre 50 a fine marzo, dovendo iniziare a funzionare nel 2014. Il progetto, sviluppato da Rosenergoatom, la cui costruzione è iniziata nel 2006, userà come combustibile il MOX, come parte dell'impegno della Russia a smaltire 34 tonnellate di plutonio ex militare nell'ambito di un accordo bilaterale con gli Stati Uniti. Beloyarsk-4 avrà una capacità netta di 789 MWe (864 MWe lordi).

Iran: avvio della costruzione di un nuovo impianto nucleare ad aprile 2014

L'Iran prevede di iniziare la costruzione del secondo impianto nucleare, di potenza nominale pari a 1.000 MW, a Bushehr il 9 aprile 2014. L'impianto sarà sviluppato da Rosatom (sebbene le trattative siano ancora in corso) che ha costruito la centrale nucleare di 1.000 MW già esistente nella provincia di Bushehr a sud del paese, e commissionato ad agosto 2012.

Cina: in funzione la seconda centrale nucleare di Hongyanhe

China Power Investment Corp (CPI) ha annunciato che la seconda unità nucleare presso l'impianto Hongyanhe (Hongyanhe-2) nella provincia di Liaoning, nel nordest della Cina, è entrata in esercizio il 25 febbraio 2014. La costruzione del reattore ad acqua pressurizzata CPR-1000 (1080 MWe) era iniziata nel 2008. La prima unità (Hongyanhe-1) in Hongyanhe, dello stesso tipo e capacità, è già in funzione da giugno 2013. Due ulteriori unità di CPR-1000 sono attualmente in costruzione presso Hongyanhe e si prevede che entreranno in funzione entro la fine del 2015.

L'impianto è di proprietà e gestita dalla Liaoning Hongyanhe Nuclear Power Co., joint venture di China Nuclear Power Co (CNPC, il 45%), China Power Investment Corp (CPI, 45%) e Dalian Comunale Construction Investment Co. (10%).

La nuova frontiera della chimica: al via il progetto BIT3G

L'obiettivo del progetto finanziato dal MIUR nell'ambito del Cluster Tecnologico Nazionale della Chimica Verde Spring denominato BIT3G è ambizioso: sviluppare una Bioraffineria di terza generazione integrata nel territorio che, partendo dall'identificazione e dallo studio di aridocolture non in competizione con il settore food e nel pieno rispetto della biodiversità locale, metta a punto processi tecnologici a basso impatto ambientale per ottenere, attraverso un approccio a cascata nell'uso della biomassa, prodotti ad alto valore aggiunto (biochemicals e bioprodotti). Il progetto è ufficialmente partito il 1° gennaio 2014 per una durata di tre anni che vedrà coinvolti Novamont (come coordinatore), ENEA, Agrinewtech, CNR, Consiglio per la Ricerca e la Sperimentazione in Agricoltura (CRA), Filarete Servizi, Matrìca e l'Università di Perugia.

Sapei: l'elettrodotto marino che collegherà la Sardegna alla Penisola

Sapei (acronimo di Sardegna-Penisola Italiana) è l'elettrodotto marino che collegherà la Sardegna alla Penisola, la cui posa è la più profonda al mondo (1.640 metri sotto il livello del mare) e i suoi 435 km di lunghezza ne fanno il più lungo cavo sottomarino, da 1.000 MW al mondo, e necessita della relativa base logistica per la manutenzione del Sapei, individuata da Terna nell'area portuale di Oristano, più precisamente nell'area del Consorzio industriale adiacente all'area demaniale del Porto industriale, ritenuta ideale per le sue caratteristiche, e concessa dal Consorzio in locazione per oltre dieci anni.

Rapporto RAEE 2013: raccolta in calo del 5%

Il report annuale sul "Sistema di Ritiro e Trattamento dei Rifiuti da Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche in Italia" (RAEE), evidenzia come il sistema della raccolta sia ormai un sistema consolidato ed efficiente nonostante, nel 2013 si sia registrato un calo del 5% rispetto a quanto gestito nell'anno precedente, anno anch'esso di flessione (-12%). La raccolta complessiva l'anno scorso è stata pari a 225.931.218 kg ed il dato medio di raccolta pro-capite è di 3,80 kg per abitante. Una delle cause della attuale contrazione è da rintracciare nella contrazione delle vendite di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche (Aee) e, di conseguenza, la minore quantità di Raee prodotti. Gran parte del decremento del 2013 è imputabile al Raggruppamento R3 (la tipologia di Raee costituita da tv e monitor), che rappresenta la voce più rilevante e che è stata pari a 68.879.875 kg. Il calo del raccolto del raggruppamento R3 è stato di -9,96% rispetto al 2012, un calo atteso e fisiologico vista la conclusione del passaggio al digitale terrestre, che ha favorito la sostituzione dei vecchi televisori a tubo catodico tra il 2009 e il 2012. Seguono R1 (Frigoriferi e Apparecchiature Refrigeranti), con -2,73%, e R2 (Grandi Elettrodomestici), con -2,69%. Al quarto posto R4 (Piccoli Elettrodomestici), con una flessione pari a -3,08% sull'anno precedente. L'unico raggruppamento che mantiene un trend positivo è quello delle Sorgenti Luminose (R5) con 1.115.935 kg, il 7,63% in più rispetto al 2012.

Rigassificatore di Livorno: la società Olt pagherà 500mila euro l'anno al Comune

Saranno destinati integralmente al Comune di Livorno per misure ambientali e di efficientamento energetico i contributi di 500.000 euro annui per cinque anni che la società Olt offshore LNG Toscana S.p.A. si è impegnata a versare, entro 12 mesi dall'entrata in esercizio del terminale ancorato al largo delle coste toscane. L'importo sarà stanziato ogni anno successivo al primo previa certificazione dell'avvenuto impegno delle risorse. Tale clausola modifica l'articolo 4 dell'Atto unilaterale di riferimento all'intesa regionale rilasciata al Ministero delle attività produttive con la delibera 932 del 19 settembre 2005 per la realizzazione e l'esercizio del terminale Olt di rigassificazione di GNL. Con la delibera approvata dalla Giunta si prende atto della modifica e si conferma l'intesa regionale rilasciata nel 2005, condizionata al rispetto degli impegni assunti dalla società Olt nell'Atto unilaterale di sottomissione del 2005. L'Atto unilaterale è stato modificato per quanto riguarda la destinazione delle risorse (previste dall'art. 4), di cui unico beneficiario è il Comune di Livorno, maggiormente interessato dalle ricadute connesse alla realizzazione del terminale.

Seminari AIEE

9 aprile - "**Il sistema energetico nazionale nel 2013 e verso 2014: situazioni e tendenze**", organizzato a Roma, presso il centro Studi Americani, in via M. Caetani 32, ore 9.30-13.00.

Eventi

8 aprile 2014 - **Convegno: "Impianti termotecnici per un'energia pulita"**
Organizzato dalla Fondazione Megalia
Il Convegno si terrà a Milano presso l'Aula Maggiore FAST, P.le R. Morandi 2
Per informazioni: Tel. +39.081.665815 - Fax +39.081.2404219

10-11 Aprile 2014 - **2nd Conference on Liquefied Natural Gas for Transport Italy and the Mediterranean Area"**
Organizzata da WEC Italia e Symposia presso Auditorium Antonianum, Viale Manzoni 1, Roma
La Conferenza, patrocinata dal Ministero delle Infrastrutture e dal Ministero dello Sviluppo Economico si propone come momento di sintesi e di comunicazione alle istituzioni europee e italiane dell´impegno dell´industria internazionale della filiera del GNL trasporti.
Per informazioni: www.conferenzagnl.com
Tel: +390639725540 Mail: info@conferenzagnl.com

10-11 aprile 2014 - **Conferenza Annuale FIRE "Certificati Bianchi: titoli di efficienza energetica a portata di mano"**
Roma, Centro Congressi Roma Eventi, Fontana di Trevi - ancora@fire-italia.org

14 aprile 2014 - **III Smart Grid International Forum "Dalla Rete alla Casa Intelligente"**
Organizzata da Gruppo Italia Energia a Roma, Centro Congressi Fontana di Trevi.
tel. +39 0292888701 - tel. +39 0645479150 - www.gruppoitaliaenergia.it

28-29 aprile 2014 - **European Power Summit 2014**
Platts 5th Annual European Power Summit si terrà a Berlino, Germania, presso il Kempinski Hotel Bristol.
Per informazioni: conf_registrations@platts.com Tel: +44 (0)20 7176 6300 www.platts.com/europower

21 maggio 2014 - **Oil & Gas Strategies Summit**
Organizzato dal Financial Time e Energy Intelligence a New York – Contatti: +1 917 551 5104 - bryan.ulrich@ft.com

4-8 giugno 2014 - **33rd International Energy Workshop (IEW)** – Beijing, China - Full papers or long abstracts (minimum 1000 words) in pdf version should be submitted online at IEW 2014 before **February 1st, 2014**

15-18 giugno 2014 – **37th IAEE International Conference** – Conferenza organizzata dalla IAEE a Newy York, USA (www.iaee.org)

25 giugno 2014 - **DISTRIBUZIONE del GAS** - Convegno organizzato dall'Istituto Internazionale di Ricerca a Milano - Star Hotel Ritz. Un convegno su gare d'ambito, novità regolatorie e strategie di sviluppo del settore (ore 9.00-17.30).
TASSA d'iscrizione ridotta per i soci AIEE - Per informazioni: http://www.iir-italy.it/Images/p5657aiee.pdf

28 giugno-2 luglio 2014 - **5th World Congress of Environmental and Resource Economists**
Organizzato a Istanbul, Turchia, da AERE – www.aere.org - Paper submission deadline: 05/01/2014

16-18 luglio 2014 – EnerSolar BRASIL 2014
The South American Expo & Conference for the Solar Energy Industry – San Paolo, Brasile, Centro de Exposições Imigrantes:
jessica.giulietti@zeroemission.eu

23-25 ottobre 2014 - **55.ma Riunione Scientifica Annuale SIE – Società Italiana degli Economisti**
La Riunione scientifica si terrà ospitata dall'Università degli Studi di Trento.
Per informazioni: SIE Tel. +39 (071) 2207111, Fax +39 (071) 200494, e-mail: sie@univpm.it

28-31 ottobre 2014 - **14th IAEE European Conference - Sustainable Energy Policy and Strategies for Europe**
Organizzata dall'AIEE a Roma presso l'Università LUISS - Call for papers - **1gennaio - 15 maggio 2014**

Energia ed Economia

Bollettino di Informazione per i Soci dell'A.I.E.E. - Associazione Italiana degli Economisti dell'Energia
Associazione senza scopo di lucro che riunisce coloro che si occupano di problemi riguardanti l'energia
Stampato in proprio presso la sede in Roma, Via Giorgio Vasari 4, 00196

Direttore Responsabile: Giovanni Battista Zorzoli - Direzione: Edgardo Curcio, Carlo Di Primio
Redazione: Cecilia Camporeale, Anka Serbu, Andrea Nigro, Tullia Di Virgilio
Registrazione del Tribunale di Roma n° 225/2001 dell' 8 giugno 2001