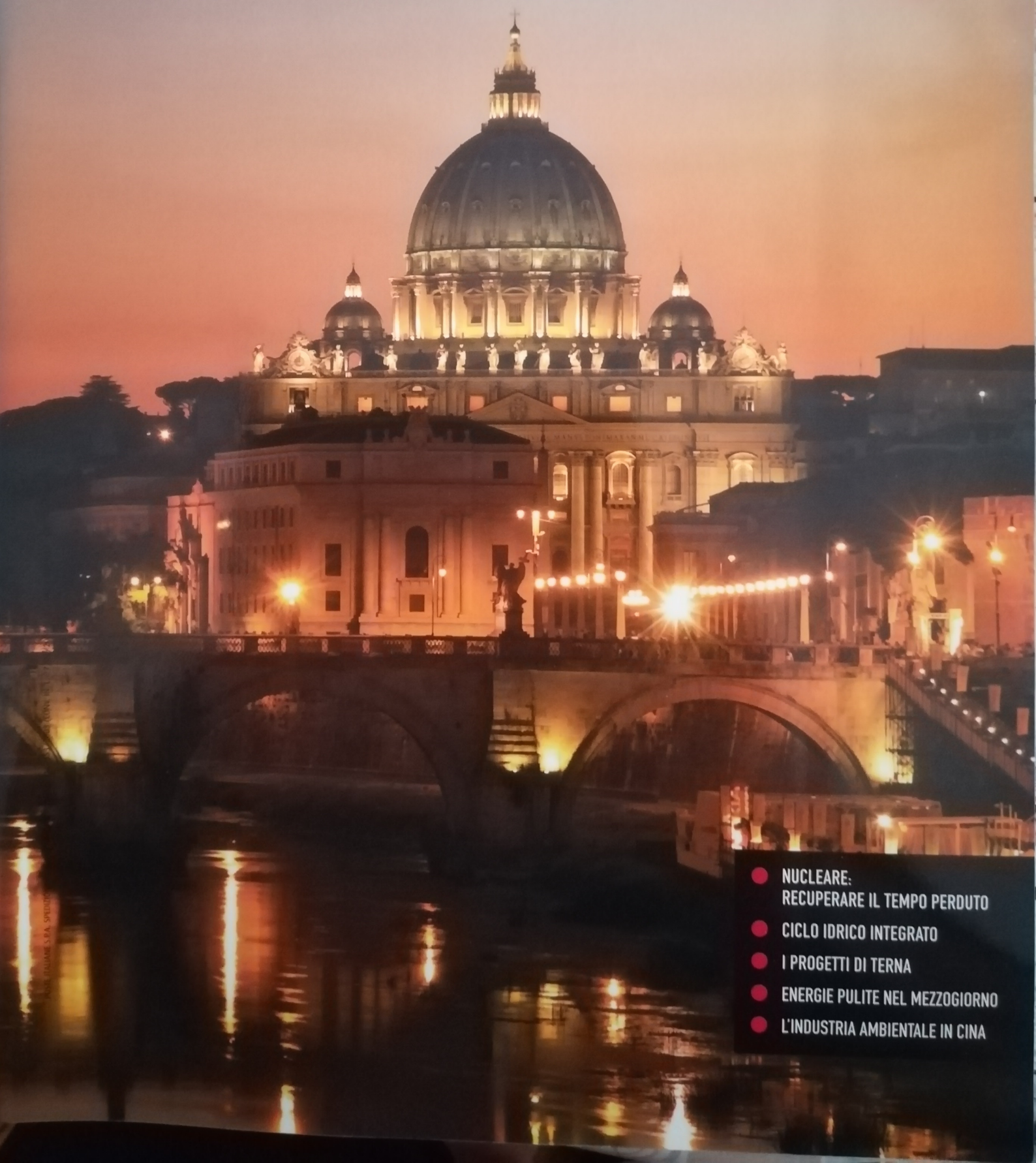


ambiente

ITALIA.TV MAGAZINE



- NUCLEARE: RECUPERARE IL TEMPO PERDUTO
- CICLO IDRICO INTEGRATO
- I PROGETTI DI TERNA
- ENERGIE PULITE NEL MEZZOGIORNO
- L'INDUSTRIA AMBIENTALE IN CINA



Nuova BMW Serie 5



www.bmw.it

Piacere di guidare

MOSTRARE

(litro/100km): da 8,1 (7,7)/5,1 (5,1)/6,2 (6,1) (525d) a 15,4/7,5/10,4 (550i). Emissioni CO₂ (g/km): da 162 (160) (525d) a 243 (550i).

Snam Rete Gas, un grande gruppo per lo sviluppo sostenibile.



Snam Rete Gas è un gruppo integrato a presidio delle attività regolate del settore del gas in Italia e un operatore di assoluta rilevanza in Europa. Opera nelle attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale, di rigassificazione di gas naturale liquefatto, di distribuzione e di stoccaggio del gas naturale, in cui vanta competenze di eccellenza. Gestisce 31 mila km di rete di trasporto, 8 siti di stoccaggio, 20 centrali, 44 mila km di rete di distribuzione, un terminale di rigassificazione. Quotata in Borsa dal 2001, Snam Rete Gas persegue un modello di crescita sostenibile nel tempo, incentrato su un'attenta valutazione degli impatti ambientali e sullo sviluppo di nuove e più efficienti tecnologie. Un impegno riconosciuto con l'ingresso nel 2009 nel prestigioso Dow Jones Sustainability World Index, il primo indice borsistico mondiale di valutazione della responsabilità sociale delle imprese. Inoltre, dalla quotazione Snam Rete Gas è inserita nel FTSE4Good Index, l'indice che raggruppa le migliori aziende mondiali che si sono distinte in termini di sviluppo economico sostenibile. Tutto ciò testimonia l'attenzione di Snam Rete Gas sui temi della responsabilità sociale, del dialogo trasparente con tutti gli stakeholder, della salvaguardia dell'ambiente.

Snam Rete Gas S.p.A.

Piazza S. Barbara, 7 - 20097 San Donato Milanese

www.snamretegas.it



snam rete gas



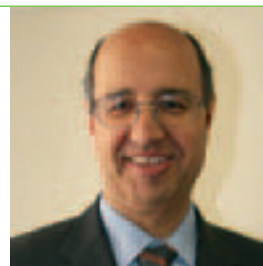
RETI ELETTRICHE EFFICIENTI,
SICURE ED ECO-SOSTENIBILI.

In tutto il mondo Prysmian è partner di utilities e gestori di reti impegnati a fornire energia per il futuro. Dai sistemi di trasmissione ad altissima tensione terrestri e sottomarini agli innovativi cavi eco-compatibili P-Laser per la distribuzione di energia nelle città, fino ai nuovi collegamenti per l'utilizzo delle energie rinnovabili. Queste sono le coordinate della nostra missione: offrire tecnologie, know-how e servizi all'avanguardia per portare l'energia dove serve nel modo più efficiente, sicuro e sostenibile per l'ambiente.

Sommario

EDITORIALI
E INTERVISTA

- 06 NUCLEARE. RECUPERARE IL TEMPO PERDUTO
di Franco Torchia
- 08 LA FRAGILITÀ IDROGEOLOGICA DELLA CALABRIA
di Arcangelo Francesco Violo
- 12 "PRODOTTO ITALIA" VENDESI - ECCO LA WEB TV CHE PROMUOVE L'IMMAGINE
DEL PAESE NEL MONDO
Intervista a Franco Torchia sul Magazine "Guida Monaci"



RISORSE IDRICHE

- 14 IL CICLO IDRICO INTEGRATO
- 24 IL GOVERNO PUBBLICO DEL SERVIZIO IDRICO INTEGRATO



ENERGIA

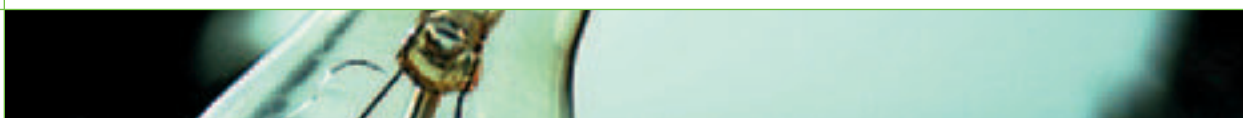
- 28 GLI IMPEGNI DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS
- 38 IL DIRITTO DELL'ENERGIA NUCLEARE di Ludovico Bianchi
- 44 FORTE AUMENTO DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA di Claudio De Santis
- 46 PREZZI "BIORARI" PER L'ENERGIA ELETTRICA
- 48 I PREZZI DELL'ENERGIA CONTINUANO A SCENDERE



- 54 SPECIALE TERNA: *"Tralicci del futuro": vince rosental*
- 54 *Sa.pe.i.: il "ponte elettrico" più lungo del mediterraneo*
- 55 *La rete elettrica della capitale cambia volto*
- 56 *Terna pubblica il rapporto di sostenibilità 2009*
- 58 *Terna presenta il piano strategico 2010-2014*
- 61 *Razionalizzazione dell'area di bussolengo e verona*
- 62 *Italia "hub elettrico" del mediterraneo*
- 64 *Lo sviluppo della rete motore per l'economia*



- 68 LE REGOLE DEL MERCATO ELETTRICO
- 80 IL SUD CHE RINNOVA: LO SVILUPPO DELLE ENERGIE "PULITE" NEL MEZZOGIORNO
di Francesco Saverio Coppola e Consuelo Carreras
- 88 ENERGIE RINNOVABILI

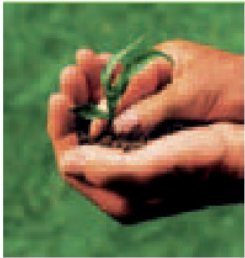


108 **MAREA NERA. IL DISASTRO ECOLOGICO PIÙ GRAVE DELLA STORIA**
di Ludovico Bianchi

122 **PULIAMO IL MONDO 2010: I VOLONTARI NON TRADISCONO L'INIZIATIVA DI LEGAMBIENTE**



PROTEZIONE
DELLA NATURA



124 **IL MOTORE DEL 2000... ANDRÀ A METANO** di Ludovico Bianchi

130 **CONCORSO FLY YOUR IDEAS 2011**

132 **L'ACCESSO ALL'INFORMAZIONE AMBIENTALE IN EUROPA E IN ITALIA**
di Maria Francesca Lanfranconi

138 **EFFETTO TERRA** di Silvana Murgia

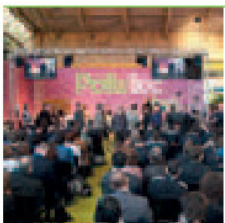
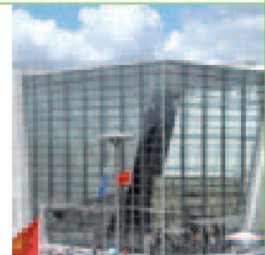
144 **NEI DUE TECNOPOLI ROMANI SI PUNTA AL FUTURO INVESTENDO SULL'AMBIENTE**

RUBRICHE



148 **L'INDUSTRIA AMBIENTALE IN CINA**

150 **UNA STORIA ESEMPLARE: DIECI ANNI DI SUCCESSI** di Corrado Clini



154 **POLLUTEC, CAPITALE MONDIALE DELL'AMBIENTE**

158 **CESTINARE IL CESTINO**

EVENTI

ambiente MAGAZINE
ITALIA .TV

ANNO 2 • GIUGNO - 2010
Euro 20,00

DIRETTORE RESPONSABILE
Franco Turchia
f.turchia@ambienteitalia.tv

DIRETTORE GENERALE
Gualtiero Maalo
g.maalo@ambienteitalia.tv

DIREZIONE CREATIVA
Valerio Di Meo



COPYRIGHT
GLI ARTICOLI ACCETTATI ENTRANO A FAR
PARTE DELL'ARCHIVIO DELLA RIVISTA
ULTERIORI PUBBLICAZIONI SU ALTRE
RIVISTE DEVONO ESSERE AUTORIZZATE
DALL'EDITORE PREVIO CONSENSO
DELL'AUTORE

REDAZIONE

Ludovico Bianchi
Barbara La Rosa
Tommaso Pasero
M. Cristina Salvio
Antonella Talia
Luciano Verre

HANNO COLLABORATO

Chiara Colamonico
Salvatore Corroppolo
Umberto Foli
Cecilia Moretti
Silvana Murgia
Paolo Pisani
Vincenzo Romanello
Luca Simoni

REGISTRAZIONE TRIBUNALE
DI ROMAN° 47 DEL 24/02/2010

POSTE ITALIANE S.P.A.
SPEDIZIONE IN ABBONAMENTO POSTALE - D.L.
353/2003 (CONV. IN L. 21/02/2004 N. 46) ART. 1
COMMA 1 - CNS/AC - ROMA
ABBONAMENTO ORDINARIO
ANNUALE 6 NUMERI BIMESTRALI: € 100
ABBONAMENTO SOSTENITORE
ANNUALE 6 NUMERI BIMESTRALI: € 180

ESTREMI BANCARI PER EFFETTUARE IL VERSAMENTO
O IL BONIFICO PER GLI ABBONAMENTI, CIFRANDO LA CAUSALE
AISTA
IT 68 K 03268 03200 052848346601

STAMPA
TIPAR - ARTI GRAFICHE S.r.l. - ROMA

AMMINISTRAZIONE E DIFFUSIONE
VIA LOMBARDIA, 30 - 00187 ROMA
info@ambienteitalia.tv • www.ambienteitalia.tv

EDIZIONE, PUBBLICITÀ E MARKETING
A.I.S.T.A.
Casella Postale 6135 - 00195 Roma Prati
info@aistambiente.org



La fragilità idrogeologica della Calabria

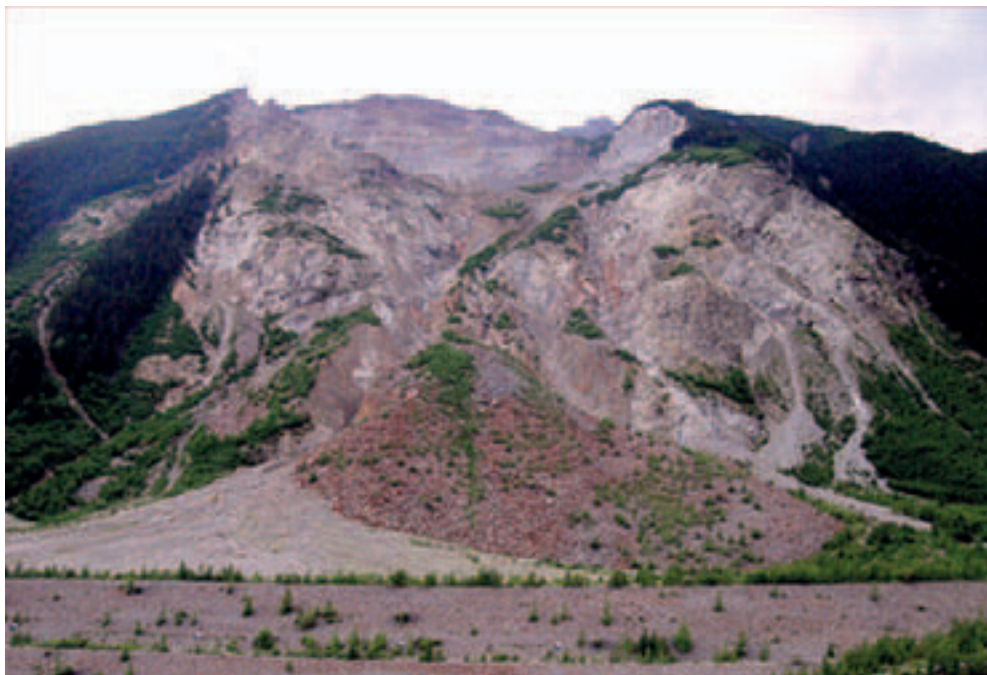


DI ARCANGELO
F. VIOLÒ*

Ho accolto con grande entusiasmo l'invito a scrivere l'editoriale di questa prestigiosa rivista impegnata, con grande competenza, sulle tematiche ambientali.

L'argomento che tratterò qui di seguito verte sulla delicatissima situazione dal punto vista idrogeologico che caratterizza la Calabria. Tale problema è ritornato di attualità dopo il recente nubifragio che ha colpito la Calabria, in particolare la città di Reggio Calabria, e che ha mostrato ancora una volta la fragilità idrogeologica del nostro territorio.

Siamo reduci da due stagioni invernali che hanno pesantemente segnato la nostra regione. Sono centinaia le frane segnalate nello scorso inverno che hanno messo a dura prova una regione già colpita nella stagione invernale 2008-2009 da eventi che hanno determinato centinaia



di milioni di euro di danni. La situazione è grave: un altro inverno piovoso potrebbe davvero mettere in ginocchio la nostra regione.

Nell'ultimo inverno si sono quantificati, e non sono ancora dati precisi, oltre 1 MLD di euro di danni in Calabria. Nell'inverno precedente oltre ai danni mate-

riali, si è registrata, purtroppo, anche la perdita di tre vite umane. Si stimano 4 MLD di euro necessari per mettere a regime il territorio calabrese da un punto di vista idrogeologico.

È evidente che il territorio regionale, storicamente penalizzato per l'inadeguatezza delle infrastrutture, sia al collasso e tutto questo si ripercuote negativamente sulle già precarie condizioni socio-economiche e sulla possibilità di crescita.

Il territorio calabrese presenta, com'è noto, una intrinseca fragilità dovuta alle particolari caratteristiche orografiche e geologiche che se da un lato ne determinano la bellezza paesaggistica, dall'altro la rendono una delle regioni maggiormente esposta ai rischi naturali, con il 100% dei comuni a rischio. A tale condizione naturale forte-





mente penalizzante, si aggiunge una cattiva gestione del territorio che ha determinato dei veri e propri disastri ambientali. Gli interventi antropici quali l'attività estrattiva non regolata, l'inquinamento del suolo e delle acque, l'abbandono delle zone collinari e montane, la riduzione dell'attività agricola, la disordinata urbanizzazione soprattutto nelle zone costiere con la conseguente modifica delle sezioni dei corsi d'acqua, sono tra le cause responsabili dei disastri idrogeologici che ormai registriamo sistematicamente in occasione di eventi meteorologici estremi: Crotona 1996, Soverato 2000, Cavallerizzo di Cerzeto 2005, Vibo Valentia 2006, che hanno purtroppo provocato la perdita di numerose vite umane e per i quali sono stati spesi centinaia di milioni di euro senza però ricavarne risultati evidenti.

Il governo per gli interventi di somma urgenza (relativi agli eventi dell'inverno 2008-2009) aveva stanziato circa 60 milioni di euro, che risultano chiaramente insufficienti a soddisfare le spese effettuate per le somme urgenze. Nel mese di luglio 2010 è stata emessa un'ordinanza dal Presidente Scopelliti in qualità di Commissario Delegato che elenca i comuni calabresi per cui è stato dichiarato lo stato di calamità naturale per gli eventi di dissesto idrogeologico del Febbraio 2010 di cui all'OPCM 8262

del 31.03.2010 e vengono destinati 6,5 milioni di euro per le frane di Maierato, Iandò-Catanzaro e Gimigliano (Ponte sul Corace).

È in fase di attuazione la Prima Fase del Piano di Difesa del Suolo varato dalla Regione Calabria, rivolta agli interventi puntuali ed urgenti, con circa 220 interventi previsti per 170 MLN di euro di importo finanziato, le procedure necessarie per rendere gli interventi cantierabili, però, saranno piuttosto lunghe e dunque sappiamo già, con certezza, che in Calabria trascorreremo il prossimo inverno senza aver messo in sicurezza tutte le criticità manifestatesi in queste ultime due stagioni invernali.

Risulta urgente predisporre ed attivare la Seconda Fase del Piano che prevede interventi strutturali di medio-lungo termine, per la quale risultavano destinati circa 650 Milioni di Euro (Fondi Fas), di cui attualmente non abbiamo più notizie certe.

È necessario affrontare la materia senza perdere altro tempo, attraverso un approccio decisionista che apra davvero una stagione nuova con l'attuazione di una seria politica di previsione e prevenzione dei rischi naturali.

Lo sviluppo sociale ed economico della nostra regione è possibile soltanto attraverso l'attuazione di una seria politica di previsione e prevenzione dei rischi geologici. È evidente a tutti che il risanamento del territorio

e la difesa del suolo rappresentano gli obiettivi strategici sui quali bisogna concentrare la cospicua disponibilità di fondi europei.

È auspicabile che venga effettuata un'ulteriore programmazione di breve termine per gli interventi mirati alla messa in sicurezza delle strutture e delle infrastrutture rimaste danneggiate, ed una programmazione di medio-lungo termine per gli interventi strutturali, attraverso meccanismi tecnico-scientifici univoci per definire la priorità degli interventi nelle aree a maggiore rischio. È auspicabile che tale programmazione venga effettuata facendo ricorso alle conoscenze del territorio che sono patrimonio di tanti professionisti (geologi, ingegneri, ecc.) che operano in Calabria. È auspicabile che venga attuata una sinergia costruttiva con tutti gli operatori tecnico-scientifici regionali (AdBR, Arpacal, ecc), con le Amministrazioni Provinciali, le Università, i centri di ricerca, ognuno per le proprie competenze. È auspicabile, infine, che venga avviata, al più presto, la revisione ed il completamento del Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) estendendolo a tutto il territorio regionale e non solo alle aree urbanizzate.

Una soluzione immediatamente efficace è quella della predisposizione di squadre di tecnici per la prevenzione attraverso una sorta di rete di "sentinelle" del territorio formata da personale altamente qualificato che sarebbe utile sia nella fase di prevenzione che nella gestione dell'emergenza. Soltanto in questo modo si potrà attuare un'efficace politica che concili in maniera integrata la protezione ambientale e lo sviluppo economico, la salvaguardia del territorio e la tutela degli interessi sociali.



Il Presidente dell'Ordine Regionale dei Geologi della Calabria

Dott. Geol. Arcangelo Francesco Violo

 UniCredit Banca

 UniCredit Banca di Roma

 Banco di Sicilia
UniCredit Group

SPECIALIZZAZIONE E TERRITORIALITÀ

Una banca su misura: questa la mission verso la clientela. La banca 'sotto casa', ma che sa pensare e agire in grande: la formula vincente della **Divisione Retail di UniCredit Group** sta tutta in un'idea forte, quella della specializzazione e della relazione con il territorio. E questo ha portato oggi Unicredit ad essere il primo e unico gruppo in Italia dedicato esclusivamente alle esigenze specifiche delle famiglie e delle piccole imprese e ad avere una organizzazione territoriale diversificata e finalizzata ad ottimizzare la presenza della Banca nelle diverse realtà geografiche:

UniCredit Banca, con sede a Bologna, è l'unica banca retail del Gruppo UniCredit ad operare nel Nord Italia; **UniCredit Banca di Roma**, con sede a Roma, è attiva nel Centro Sud, dalla Toscana alla Calabria, mentre il **Banco di Sicilia** presidia le attività commerciali nella regione Sicilia.

Si tratta in pratica di tre banche gemelle che hanno lo stesso modello organizzativo e commerciale e lo stesso assetto prodotti, mentre sono totalmente responsabili della gestione delle rete distributiva e delle modalità di relazione con i clienti.



UniCredit Banca di Roma è la banca territoriale che rappresenta UniCredit Group nelle regioni **Toscana, Umbria, Lazio, Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata e Calabria**, con circa 3,2 milioni di clienti gestiti da oltre 14.000 dipendenti in quasi 1.500 filiali.


È da questo presupposto di capillarità che la banca riesce a posizionarsi sui vari territori con due strategie di specializzazione fondamentali: le famiglie da una parte ed il tessuto imprenditoriale del Centro Sud, fatto di decine di migliaia di piccole imprese, dall'altra.

UniCredit Banca di Roma infatti offre prodotti e servizi alle famiglie per sostenere il mondo del consumo, ma soprattutto per diventare custodi del risparmio. E per UniCredit Banca di Roma essere custodi significa accompagnare la ricchezza media di una famiglia in forme di investimento e di risparmio adeguate ai ritmi di un mercato sempre più complesso ed articolato.

Più impegnativa la strada intrapresa per le piccole imprese. Ma i consulenti delle Agenzie e dei Centri Piccole Imprese che sono presenti in tutte le regioni oggi sono a fianco dei piccoli imprenditori che vogliono crescere. Sono in grado di aiutarli a redigere i propri piani di fattibilità e di sostenere il loro business sia in Italia che all'estero.

UniCredit Banca di Roma opera quotidianamente nelle realtà locali del Centro Sud Italia nella convinzione che solo l'orientamento all'eccellenza del servizio e il rispetto di un forte sistema di valori basato sull'integrità dei comportamenti possano consolidare il rapporto di fiducia con i clienti e creare sviluppo nelle comunità locali in cui opera.





**Guardiamo
al futuro
per migliorare
il presente**

**La prima Web TV
interamente dedicata
all'ambiente
e allo sviluppo
sostenibile.**

**Un semplice click:
www.ambienteitalia.tv
trasmette 24 ore su 24.
E c'è anche il canale
internazionale.**

ambiente
ITALIA.TV

www.ambienteitalia.tv

ENWORLD^{TV}

www.enworld.tv

ECCO LA WEB TV CHE PROMUOVE L'IMMAGINE DEL PAESE NEL MONDO "PRODOTTO ITALIA" VENDESI

Sei domande a **Franco Torchia** - Presidente di Italian Tourism TV

Raccontare le meraviglie del patrimonio storico, artistico e naturale dell'Italia. Ricchezze che da sole possono essere in grado di mettere in moto un circolo virtuoso per ridare al nostro Paese il posto che gli spetta nel Mondo. Vendere il "prodotto Italia" all'estero dipende anche da iniziative come queste: descrivere un Paese fatto di eccellenze, di accoglienza, di bellezza, di arte e di storia. È stata lanciata una importante realtà imprenditoriale: la prima televisione via Web sul turismo, ItalianTourism.Tv. Ne abbiamo parlato più diffusamente con il presidente, Franco Torchia.



Presidente, come nasce ItalianTourism.Tv? Di che cosa si tratta?

Non è un sito, non è un portale. È una Web Tv, che si prefigge, attraverso la piattaforma Internet, di promuovere l'immagine dell'Italia all'estero. Promuovere ed esaltare le bellezze artistiche, naturali, la cultura e le tradizioni della nostra penisola. Il prodotto turistico è l'Italia nel suo complesso.

Quindi, non una miriade di promozioni, ma una sola, capace di valorizzare in modo coordinato ed armonico le risorse culturali ed ambientali di maggiore richiamo turistico, di collegare, attraverso viaggi ed itinerari, le coste e le montagne, il mare azzurro e limpido e le nevi bianche e perenni.

Chi sono i destinatari di questa iniziativa?

È rivolta ai turisti, agli operatori, alle istituzioni. Si tratta di un evento rivoluzionario che offre agli internauti servizi, video ed opportunità per organizzare al meglio le proprie vacanze in Italia.

La prima denominazione che è tuttora valida "Destinazione Italia", riassume in maniera efficace i principali obiettivi della Web Tv; attraverso la nostra televisione vogliamo raccontare le meraviglie del patrimonio storico, artistico e naturale dell'Italia. Ricchezze che da sole possono es-

sere in grado di mettere in moto un circolo virtuoso per ridare al nostro Paese il posto che gli spetta nel Mondo.

Ci pare di capire che vogliate descrivere attraverso il WEB il Bel Paese. Come intendete farlo?

Descriveremo i colori della natura, le voci dei paesi, la cultura del passato, la dolce ospitalità. Racconteremo dell'Italia, attraverso la storia, la cultura e le bellezze delle mille città. La racconteremo percorrendola dalle cime mirabili delle Alpi alle dolci spiagge delle isole del Mediterraneo, dal Po al mare incantato. Racconteremo delle feste paesane, delle tradizioni e del folklore di un popolo antico e sempre amato. La racconteremo attraverso i meravigliosi monumenti che sono l'orgoglio del nostro Paese.

Ma bellezza naturale e cultura, da sole non sono sufficienti per attirare il turista. Cosa altro pensate di offrire?

Infatti. C'è molto altro. Cercheremo di coniugare il turismo culturale e le bellezze naturali con l'enogastronomia; offriremo ai visitatori stranieri una vacanza ricca di gusto, di emozioni, di sensazioni. Cercheremo di offrire il prodotto migliore nella formula migliore: il paesaggio e l'arte insieme alla straordinaria generosità e varietà di vini e di eccellenze alimentari. Inviteremo a visitare quelle località dove il rapporto umano si coniuga con l'aspetto culturale e la bellezza del luogo con la storia del prodotto.

Tenteremo di soddisfare la richiesta di eventi, di appuntamenti culturali per esaltare il patrimonio artistico e culturale: cercheremo di stupire e di sedurre gli stranieri per esaltare la loro fantasia; riusciremo a commuovere, sollevare l'animo dei visitatori.

Li inviteremo a visitare i luoghi più reconditi per scoprire i segreti dell'Italia, le bellezze architettoniche delle nostre chiese, le acque termali di numerose destinazio-

ni, i parchi e le aree protette che esaltano il territorio.

ItalianTourism.Tv vuole in definitiva far innamorare gli stranieri del nostro Paese, per farli tornare sempre e più numerosi.

Il futuro di questo settore si giocherà nei prossimi anni sul binomio Turismo - Internet. Pensa che il nostro Paese riuscirà a giocare la propria partita?

Proprio per questo ItalianTourism.Tv interviene in questa scommessa e, con una serie di servizi on line h24 e canali tematici con servizi on demand continuamente aggiornati, si propone di fornire, attraverso la rete, un'informazione puntuale e corretta, facilmente accessibile e gratuita, per individuare tra le località italiane la propria destinazione turistica. Sarà il momento di incontro tra la domanda e l'offerta del turismo on line.

Le tecnologie utilizzate da ItalianTourism.Tv sono quelle dello streaming per la diffusione dei contenuti e della web conference per l'interattività del video.

Uno dei principali obiettivi della web tv è quello di vendere il prodotto "Italia" all'estero. Quale è lo strumento attraverso cui realizza questa attività?

Realizzare una web tv sul turismo consente di mettere a disposizione degli utenti che vogliono fare un viaggio tutte le informazioni utili sulla località che vogliono visitare, attraverso il collegamento Internet. ItalianTourism.Tv si prefigge di diventare un vero e proprio marketplace per il turismo italiano. Un grande mercato on line, dove si vende e si compra il prodotto Italia, con le sue destinazioni e le sue bellezze.

Si tratta di una piattaforma marketing-commerciale in grado di dare alle imprese del settore nuove opportunità per conquistare potenziali clienti; su Internet, ogni località è ormai raggiungibile virtualmente alla massima velocità. Milioni di turisti già, in qualche modo, lo fanno.

Tutta un'altra storia.



Italiantourism.tv, la nuova Web Tv, per promuovere l'immagine dell'Italia all'estero.

Attraverso la nostra televisione vogliamo raccontare le meraviglie del patrimonio storico, artistico e naturale dell'Italia.

Ricchezze che da sole possono essere in grado di mettere in moto un circolo virtuoso per ridare al nostro Paese il posto che gli spetta nel Mondo.

Parleremo dell'Italia, attraverso la storia, la cultura e le bellezze delle città.

Descriveremo i colori della natura, le voci dei paesi, la cultura del passato, la dolce ospitalità.

Racconteremo delle feste paesane, delle tradizioni e del folklore di un popolo antico e sempre amato. Cercheremo di coniugare il turismo culturale con l'enogastronomia.

Offriremo ai visitatori stranieri una vacanza ricca di gusto, di emozioni, di sensazioni e li inviteremo a vi-

sitare quelle località dove il rapporto umano si coniuga con l'aspetto culturale e la bellezza del luogo con la storia del prodotto.

Esaltare le bellezze artistiche, naturali, la cultura e le tradizioni della nostra penisola.

Il prodotto turistico è l'Italia nel suo complesso. Cercheremo di offrire il prodotto migliore nella formula migliore: il paesaggio e l'arte insieme alla straordinaria generosità e varietà di vini e di eccellenze alimentari.

Inviteremo a visitare quelle località dove il rapporto umano si coniuga con l'aspetto culturale e la bellezza del luogo con la storia del prodotto.

Tenteremo di soddisfare la richiesta di eventi, di appuntamenti culturali per esaltare il patrimonio artistico e culturale.

www.italiantourism.tv
www.toitaly.tv

Storia, turismo e folklore.

italian
T  **URISM TV**
DESTINAZIONE ITALIA

Il ciclo idrico integrato

OSSERVAZIONI E PROPOSTE DEL CONSIGLIO NAZIONALE
DELL'ECONOMIA E DEL LAVORO

Il presente testo di Osservazioni e Proposte è predisposto dal CNEL in ottemperanza all'art. 10 della Legge n. 936/1986 recante "Norme sul Consiglio Nazionale dell'Economia e del Lavoro".

L'istruttoria è stata curata, nell'ambito della Commissione Grandi opere e le reti infrastrutturali, le politiche energetiche e i servizi a rete (V), dal Gruppo di lavoro dell'Osservatorio sui servizi pubblici locali, coordinato dal Vicepresidente della Commissione Silvano Veronese.

La riflessione è stata condotta anche sulla base del secondo rapporto di ricerca dell'Osservatorio dal titolo "Organizzazione industriale del servizio idrico integrato: stato dell'arte e criticità emergenti", di cui si allega l'Executive Summary.

Il documento è stato approvato in via definitiva nell'Assemblea del 21 giugno 2010.

1. PREMESSA

1.1. L'EVOLUZIONE DELLA NORMATIVA

Il Cnel ha assunto la decisione di promuovere la ricerca su "L'organizzazione industriale del servizio idrico integrato", affidata ad Utilitatis, quando il Parlamento ha approvato un nuovo assetto legislativo relativo agli affidamenti dei servizi pubblici locali costituito dal noto art. 23bis della legge 133/2008 che, di fatto, determinava una marginalizzazione della soluzione in-house e introduceva una liberalizzazione attraverso la gara o attraverso la trasformazione delle aziende pubbliche in società miste con gara per l'individuazione del socio privato.

In tale contesto per il servizio idrico integrato, normato dal cosiddetto decreto ambientale (dlgs

n.152/2006), veniva introdotta una norma di decadenza, entro il 31 dicembre 2010, di tutte le concessioni rilasciate con procedura diversa dalla gara. Ciò avrebbe riguardato circa 2/3 delle concessioni in essere.

Di fronte a una fase così ravvicinata e così rilevante di gare per nuovi affidamenti, il Cnel ha deciso di concentrare l'attenzione su una valutazione delle caratteristiche industriali del servizio idrico integrato, sulle criticità esistenti dal punto di vista degli investimenti in reti e impianti, del sistema tariffario e della qualità del servizio.

Per il Cnel, l'obiettivo sostanziale della ricerca era valutare se l'assetto dei soggetti istituzionali, titolari del servizio e degli affidamenti, era adeguato a gestire un vero confronto competitivo

tra imprese, quale margine poteva essere affidato alla valutazione tecnica ed economica di diverse soluzioni tecnologiche e impiantistiche, quale prospettiva poteva essere prevista per una diffusa e consistente fase di investimenti, quale sostenibilità economica era prevedibile per le tariffe.

Durante la fase di realizzazione della ricerca, il contesto normativo e istituzionale è sostanzialmente cambiato.

L'art. 23 bis è stato modificato dall'art. 15 della legge 166/2009. Mentre viene confermato il processo di liberalizzazione e la marginalità della società *in-house* nei futuri affidamenti dei servizi pubblici locali, si introduce una articolata fase transitoria, valida per tutti i servizi pubblici locali compreso il servizio idrico, caratterizzata da una progressiva

privatizzazione degli assetti proprietari delle attuali società di gestione.

Le società *in-house*, oggi esistenti, per mantenere la scadenza della concessione (per la maggior parte delle *in-house* la scadenza prevista è collocata tra il 2020 e il 2030), devono trasformarsi in società miste attraverso una gara per l'individuazione del socio privato, che deve acquisire almeno il 40% del capitale, e devono prevederne l'attribuzione di specifici compiti operativi.

Le attuali società quotate in borsa, sempre per mantenere la scadenza della concessione, devono progressivamente ridurre la partecipazione pubblica a una quota non superiore al 30% entro il 31 dicembre 2015.

Questa fase transitoria riguarda solo l'assetto

proprietario delle aziende, oggi esistenti, e non i contenuti qualitativi del servizio, l'organizzazione industriale della gestione e la scelta e il finanziamento degli investimenti.

1.2. LA DISCIPLINA NORMATIVA DEL SERVIZIO IDRICO INTEGRATO

Per quanto riguarda il servizio idrico integrato, la nuova normativa esplicita che "tutte le forme di affidamento devono avvenire nel rispetto dei principi di autonomia gestionale del soggetto gestore e di piena ed esclusiva proprietà pubblica delle risorse idriche, il cui governo spetta esclusivamente alle istituzioni pubbliche, in particolare in ordine alla qualità e prezzo del servizio, in conformità di quanto previsto dal dlgs 152/2006, garantendo il diritto all'universalità e accessibilità del servizio". Inoltre, si conferma che gli acquedotti, le fognature, gli impianti di depurazione fanno parte del demanio pubblico e sono affidate in concessione d'uso gratuita.

La disciplina complessiva relativa alle risorse idriche, alla tutela dall'inquinamento, alla tutela dei corpi idrici e alla disciplina degli scarichi fino alla gestione delle risorse idriche, in particolare del servizio idrico integrato, è contenuta negli articoli dal 53 al 176, del decreto legislativo n.152 del 2006, in corso di revisione in base alla legge delega n.69 del 2009, che detta in modo sistematico le norme in materia ambientale, con particolare riferimento a quelle derivanti dalla direttiva comunitaria 2000/60. Questa disciplina, strutturata nel decreto legislativo 152/2006, conferma la validità dei principi e della strumentazione della legge Galli del 1994.

1.3. L'ATTUALE ASSETTO DEI SOGGETTI ISTITUZIONALI

La titolarità del servizio idrico è di competenza dei Comuni, che nel tempo l'hanno esercitata gestendo direttamente il servizio in economia o tramite le aziende speciali e le municipalizzate o affidandolo a imprese pubbliche, pubblico-private o private.

Dopo l'approvazione della legge Galli del 1994, la titolarità dell'affidamento è stata trasferita alle Autorità territoriali ottimali (ATO), costituite dai Comuni dell'ambito, per aggregare la domanda e procedere all'affidamento della gestione a un unico soggetto imprenditoriale, che valorizzasse le economie di scala e sviluppasse il know-how per realizzare il ciclo integrato in modo industriale.

Le ATO si sono evolute in termini di dimensioni territoriali, oggi spesso coincidenti con le province, e hanno sviluppato una lunga e complessa attività di pianificazione, che è stata la base per gli affidamenti.

Le ATO determinano, in base al metodo normalizzato, la tariffa media, che riconosce i costi di gestione e prevede la renumerazione del capitale ne-

cessario alla realizzazione degli investimenti.

Con il piano d'ambito e con il sistema tariffario si determinano le condizioni di gestione, che sono recepite nel contratto di servizio o nella convenzione.

Alla recentissima legge n. 42 del 2010, recante interventi urgenti concernenti Enti locali e Regioni, il Parlamento ha aggiunto un comma che prevede la soppressione, entro la fine del 2010, delle Autorità d'ambito territoriale (come previste dall'art. 148 del dlgs 152/2006), inoltre, entro la fine dello stesso 2010, "le Regioni attribuiranno con legge le funzioni già esercitate dalle Autorità, nel rispetto dei principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza".

2. OSSERVAZIONI

2.1. L'ORGANIZZAZIONE INDUSTRIALE DEL SERVIZIO IDRICO INTEGRATO

La ricerca ha confermato e documentato che il ciclo idrico integrato presenta caratteristiche gestionali di particolare rilevanza dal punto di vista delle opzioni industriali e tecnologiche in tutti i segmenti del ciclo (acquedotto, fognatura, depurazione).

Le caratteristiche industriali dei gestori presentano una articolazione piuttosto differenziata dal punto di vista sia dell'efficienza che dell'efficacia; alcuni gestori esprimono competenze e capacità operative di alto livello nell'attuazione dei piani di investimento e nel perseguire obiettivi di sviluppo del servizio, che senza dubbio costituiscono un punto di mediazione tra i diversi punti di vista delle ATO, degli Enti Locali e delle stesse aziende.

Le evidenze empiriche non consentono di valutare significative differenze nelle prestazioni qualitative e quantitative del servizio in relazione alla tipologia degli assetti proprietari delle imprese, mentre confermano la carenza delle strutture nel Mezzogiorno, con l'eccezione dell'Acquedotto Pugliese. In generale, risulta evidente una mancata realizzazione degli investimenti programmati e una carenza di strumentazione e di sedi di controllo sulle prestazioni di servizio e sulla realizzazione degli investimenti.

La ricerca ha evidenziato gli aspetti gestionali e/o produttivi in base ai quali valutare le prestazioni dei gestori e ha consentito di individuare, nei diversi segmenti del ciclo, le criticità emergenti e gli obiettivi produttivi, tecnologici e impiantistici, che devono caratterizzare, da un lato, le domande espresse dalle ATO e, dall'altro lato, le proposte delle aziende, elaborando una griglia di performance di carattere tecnico-organizzativo, per sviluppare una selezione competitiva dei potenziali partecipanti alla gara per la gestione del servizio idrico integrato.

Di seguito si richiamano i principali obiettivi, di-



stinti per le singole fasi del ciclo idrico integrato, riguardanti esclusivamente l'uso civile:

APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE DELLE RETI

- ▼ Il bilancio idrico delle aziende evidenzia tutte le principali forme di approvvigionamento (sorgente, falda/pozzo, acque di superficie) direttamente gestito o acquistato "sul mercato" da altri soggetti; i corrispondenti costi sono molto differenziati, ma dipendono dall'idrografia e dalle condizioni geomorfologiche del territorio.
- ▼ **Riduzione dei consumi energetici** è perseguibile, esempio, con l'implementazione di sistemi di sollevamento di ultima generazione con consumi ridotti e/o l'introduzione di forme di alimentazione alternative (fotovoltaico, ecc), prevedendo delle soglie di riduzione progressiva, espresse in Kwh risparmiati sulla bolletta energetica.
- ▼ **Sollecitazione all'uso di tecniche innovative** per l'approvvigionamento con acque di scarsa qualità destinate a soddisfare fabbisogni non potabili come gli irrigui domestici o il verde pubblico, mediante il riuso delle acque depurate o il recupero delle acque piovane.
- ▼ Potenziamento dell'autonomia negli approvvigionamenti privilegiando la **razionalizzazione degli schemi esistenti** o attuando piani di razionalizzazione dei prelievi.
- ▼ **Promozione del consumo virtuoso della risorsa** soprattutto da parte dei grandi utilizzatori, introducendo strumenti incentivanti quali, ad esempio, il cofinanziamento di sistemi per il risparmio idrico.
- ▼ **Miglioramento delle proposte progettuali di in-**

vestimento nella potabilizzazione, premiando le aziende che presentano progetti secondo le tecnologie più innovative ed appropriate al trattamento dell'inquinante presente.

DISPERSIONI E CRISI IDRICHE:

- ▼ Proposte migliorative sotto il profilo dell'**efficacia delle misurazioni dei flussi e delle pressioni** di rete sono propedeutiche a qualunque intervento di manutenzione per il recupero delle dispersioni, attraverso la dotazione di piani di ricerca perdite e di prevenzione delle crisi idriche.
- ▼ **Azione di controllo che può svolgere l'ATO** nel verificare che i piani di ricerca delle perdite siano effettivamente portati avanti, prevedendo le procedure di ricerca perdite come parte integrante della convenzione di affidamento.
- ▼ Stimolare le capacità dei gestori per creare schemi idrici che integrino i preesistenti, anche in una prospettiva di **forte interconnessione** tra ambiti contigui, per prevenire gli effetti territoriali delle crisi idriche.

COLLETTAMENTO DEI REFLUI:

- ▼ **Estensione del reticolo fognario e di collettamento** oltre la manutenzione tenendo presente che coperture del servizio a livelli accettabili vincolano in partenza le priorità di sviluppo verso obiettivi di base.
- ▼ Adozione di criteri efficienti per i rifacimenti e lo sviluppo delle **reti di raccolta reflui** che utilizzano le innovazioni esistenti, anche nella **scelta dei materiali**, nonché nella realizzazione, laddove è carente, di sistemi di **telecontrollo** del reticolo.
- ▼ Nuove strategie dei piani di sviluppo del retico-



lo fognario, nelle zone di prima urbanizzazione o nelle aree ancora non coperte dal servizio, volte ad adottare **schemi di raccolta che prevedano la separazione delle acque bianche** (acque meteoriche) dalle **nere** (scarichi domestici o industriali).

TRATTAMENTO DELLE ACQUE REFLUE:

- ▶ Incentivare la competitività delle offerte e lo sviluppo di tecnologie di avanguardia nella depurazione, tese anche al **miglioramento della fase a valle della produzione dei fanghi**.
- ▶ Premiare l'attuazione di schemi depurativi che si integrino con il servizio mediante il **riuso delle acque depurate** in agricoltura o nei processi industriali.
- ▶ Incentivare i sistemi di riduzione di produzione di fanghi, ricorrendo a strumenti di **analisi costi-benefici** per valutare come la spesa dell'infrastruttura e degli oneri gestionali siano compatibili con il risparmio nei costi di smaltimento dei fanghi e nella riduzione del costo ambientale.
- ▶ Stimolare la competizione tra operatori, orientata a promuovere **soluzioni impiantistiche per i siti periferici**, spesso appartenenti a classi dimensionali di minore entità e, non di rado, più obsolete.

2.2. LE AUTORITÀ DI AMBITO (ATO)

Le ATO sono state sottoposte a frequenti interventi legislativi, che, invece di strutturarne i compiti dotandole anche dei poteri e delle competenze professionali necessarie, si sono concentrati sugli aspetti degli assetti politici e sui ruoli di rappresentanza degli Enti locali partecipanti. Con la legge 42/2010 sugli Enti locali, le ATO sono state soppresse, ma le Regioni dovranno entro l'anno definire con proprie leggi nuovi soggetti istituzionali, ai quali saranno attribuite le funzioni già esercitate dalle ATO.

La ricerca ha fatto emergere gli evidenti limiti

soggettivi e oggettivi delle ATO sia come soggetti pianificatori, sia come titolari dei poteri di affidamento e di controllo, sia, infine, come soggetti regolatori del sistema tariffario. Il superamento di questi limiti è – a giudizio del Cnel – il primario obiettivo, cui dovrebbe tendere la definizione dei nuovi soggetti istituzionali, quale condizione indispensabile per il governo del servizio idrico integrato.

La fonte informativa primaria, su cui si basa la pianificazione degli investimenti, è rappresentata dalla ricognizione delle infrastrutture, che si dovrebbe concretizzare in una disamina tecnica della filiera industriale del servizio idrico integrato, con l'obiettivo di giungere a una identificazione delle caratteristiche e dello stato di funzionamento delle infrastrutture esistenti.

Queste ambiziose finalità si confrontano con le oggettive difficoltà di recuperare tutte le informazioni necessarie a ricostruire il quadro impiantistico dell'Ambito, con un conseguente ridotto grado di approfondimento circa livelli di servizio attuali e futuri riportati nei documenti di programmazione. Nei fatti, i Piani d'ambito sono stati determinati dalle richieste dei Comuni e, senza una adeguata valutazione costi/benefici, sono quindi risultati sovradimensionati, come risulta evidente in fase di prima revisione.

Dal momento che le criticità emerse, rappresentano le chiavi interpretative delle strategie di intervento, a una maggiore completezza e conoscenza dello stato delle infrastrutture corrisponde una individuazione più puntuale delle problematiche della filiera produttiva e, di conseguenza, una pianificazione degli interventi più efficace. Ciò determina spesso la mancanza di una esplicita definizione delle strategie e degli obiettivi da perseguire, se non di quelli strettamente collegati alla realizzazione dei livelli minimi di servizio, stabiliti dalla normativa di riferimento.

Il quadro economico-finanziario delineato nei documenti di programmazione, originariamente approvati, subisce una discontinuità al momento della prima revisione triennale. In essa si evidenziano alcuni effetti strutturali quali la riduzione dell'incidenza tariffaria degli investimenti, soggetti generalmente a un avvio più lento del previsto, in parte recuperata negli anni successivi della pianificazione; la revisione delle tariffe basate su previsioni di consumo crescenti, sostanzialmente smentite dalla reale dinamica dei consumi; la riduzione dei volumi erogati e l'aumento del valore e dell'incidenza unitaria dei costi operativi, spiegato per intero da variazioni monetarie (inflazione).

Un'altra constatazione rilevante e diffusa evidenzia una delle cause del ritardo degli investimenti impiantistici. Gli investimenti diretti alle infrastrut-

ture dedicate all'approvvigionamento, così come per la depurazione, sono sottoposti a *iter* di approvazione delle Amministrazioni comunali in sede collegiale dell'Autorità d'Ambito Ottimale, per definirne tempistica e localizzazione. La realizzazione vera e propria di nuovi campi pozzi, di impianti di potabilizzazione, di desalinizzazione o di trattamento delle acque reflue devono rispettare, inoltre, le procedure di autorizzazione amministrativa degli Enti Locali – conformità urbanistica, eventuale VIA, espropri ecc. Il doppio regime autorizzativo, uno in seno all'ATO, l'altro nell'Amministrazione locale, è causa di ritardi per il dilungarsi delle pratiche amministrative, fino a diventare una fonte di criticità rilevante nel momento in cui il singolo Ente Locale disconosce le decisioni assembleari sottoscritte a livello ATO.

2.3. IL SISTEMA TARIFFARIO

Il meccanismo di computo, che determina la tariffa reale media in base al risultato della costruzione dei costi e degli investimenti progettati, nel rispetto di un sistema di vincoli statici e dinamici, sembra utilizzato in modo opposto, ovvero considerando esogeno il livello tariffario medio da conseguire ed endogene le componenti di costo che ne compongono l'ammontare. La volontà di non appesantire la pressione tariffaria applicata all'utenza – insieme alla riduzione dei consumi e alla presenza di vincoli amministrativi, politici e burocratici alla realizzazione delle opere – ha contribuito a rallentare l'avvio degli investimenti inizialmente programmati.

Il principale elemento di criticità del sistema tariffario vigente è che esso determina, per gli utilizzatori delle risorse idriche, costi che non tengono in dovuta considerazione le ricadute ambientali della fornitura (a causa del ritardo nell'adeguamento del Metodo tariffario alla Direttiva 2000/60/CE, recepita nel D.Lgs. 152/2006), non promuovono il risparmio idrico e l'uso efficiente delle risorse stesse e non incentivano i gestori a interventi di miglioramento tecnico, che potrebbero avere ricadute positive a causa della sola parziale copertura degli investimenti necessari con i ricavi (si pensi ad esempio alla riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione).

La disomogeneità territoriale riscontrata nell'applicazione delle tariffe all'utenza dipende in gran misura dalla mole di investimenti realizzati nel comparto: ad esempio, l'ATO, in cui l'acquedotto sia funzionante o la rete fognaria sia efficiente, avrà bisogno di investimenti minori rispetto all'ATO, in cui le strutture obsolete necessitano di migliorie per garantire livelli minimi di efficienza del servizio; questi diversi costi sostenuti per ammodernare le strutture sono ricompresi nella regola di calcolo

della tariffa e, dunque, incidono sul prezzo che l'utente finale dovrà corrispondere.

2.4. LE TRASFORMAZIONI DELLE GESTIONI A SEGUITO DELLA APPLICAZIONE DELLA NUOVA NORMATIVA

La fase transitoria, definita dal nuovo comma 8 dell'art.23bis, come modificato dall'art.15 della legge 166/2009, è basata sull'obiettivo di omogeneizzare le forme di gestione in essere con quelle privilegiate dalla nuova normativa.

In particolare, per il settore del ciclo idrico integrato, essa prevede la decadenza ravvicinata degli affidamenti in essere, se non si procede, in tempi ristretti, a una privatizzazione significativa delle S.p.A. quotate in borsa (discesa progressiva fino al 30% della quota pubblica entro il 2015) o alla gara (entro il 31 dicembre 2011) per l'individuazione del socio privato (almeno al 40%), con compiti specifici per le gestioni *in-house*, che le trasforma in società miste sul modello del partenariato pubblico privato istituzionale.

Si sottolinea che questo processo non apporterà capitali privati alla gestione e agli investimenti e che le risorse derivanti dalla vendita delle azioni saranno destinate pro-quota agli attuali proprietari, cioè ai Comuni. Sarebbe, quindi, necessario che tali risorse fossero almeno reimpegnate nello stesso ciclo idrico integrato, attenuando così anche l'impatto degli investimenti sulla dinamica delle tariffe.

Sarebbe, inoltre, necessario che i previsti processi di ridefinizione degli assetti proprietari delle società di gestione fossero correlati alla preliminare verifica dei contenuti qualitativi, infrastrutturali e impiantistici del servizio nelle sue diverse componenti (acquedotto, fognatura, depurazione).

Si potrebbe, in tale occasione, richiedere all'azienda un vero e proprio piano industriale, che prevedesse le possibili soluzioni tecnologiche e impiantistiche alle criticità rilevate, da accogliere nella revisione del contratto di servizio e riconoscere nella dinamica delle tariffe.

2.4.1. LE SOCIETÀ MISTE

Nel caso della scelta di modificare entro il 31 dicembre 2011 la società di gestione *in-house* in una società mista attraverso la gara per il socio privato con compiti specifici ed almeno il 40% della partecipazione azionaria, le questioni della riqualificazione della domanda e della ristrutturazione dell'azienda devono essere pregiudiziali rispetto a una individuazione del valore dell'azienda, per non limitare la gara a una semplice asta competitiva per "fare cassa".

A partire dalla ristrutturazione e riorganizzazione della gestione con un vero e proprio piano di impresa, da sancire nella revisione del contratto di servizio, si possono individuare i settori tecnici e

gli aspetti gestionali, che dovranno rappresentare i "compiti specifici" affidati al socio privato, solo così si può dare contenuto al cosiddetto partner industriale, selezionabile prima sulla base del proprio know-how e, poi, sulle risorse economiche, che verranno offerte per acquisire almeno il 40% delle azioni.

2.4.2. LE SOCIETÀ QUOTATE

Nel caso gli Enti locali proprietari decidano la riduzione progressiva della quota pubblica fino al 30% entro il 2015 per le attuali S.p.A., quotate nei mercati regolamentati, si rileva che, nel caso delle *multiutilities*, si applica sostanzialmente la norma solo alla gestione del servizio idrico integrato e non gli altri servizi regolati, come igiene urbana e distribuzione del gas, perché, prima dell'1/7/2013, questi ultimi devono essere riassegnati con gare a evidenza pubblica, in quanto i loro attuali affidamenti sono o già scaduti o in scadenza ravvicinata. Inoltre, la norma non riguarda le attività esercitate nel libero mercato, come la produzione e la vendita di energia pertanto, prima di procedere alla privatizzazione, si dovrà separare societariamente la gestione del servizio idrico integrato e, quindi, la cessione delle quote - per scendere al 30% - dovrà riguardare solo le azioni della società del servizio idrico integrato e non della società capogruppo. Questo processo determinerà la frantumazione delle migliori esperienze di imprese *multiutility*, che sono state progressivamente costruite nelle realtà territoriali caratterizzate da un efficiente ed efficace equilibrio fra qualità dei servizi ed economicità delle gestioni.

Per non alterare la caratteristica di public company con consistente quota pubblica (il 30%), la vendita delle azioni deve essere indirizzata verso gli investitori istituzionali (fondi di investimento, fondi pensione, ecc.) o direttamente nel mercato borsistico. Devono essere evitati conflitti di interesse con soggetti imprenditoriali, operanti nel settore, o con soggetti interessati alla realizzazione degli investimenti.

Anche in questo caso le nuove "Autorità di Ambito" devono preliminarmente chiedere all'azienda di presentare un piano di impresa e di sottoporsi ad una verifica dei contenuti e dei vincoli dell'affidamento.

3. PROPOSTE

Nell'affrontare un segmento specifico, e comunque terminale, del ciclo idrico, come quello degli usi civili, il Cnel, in coerenza con l'impostazione generale e complessiva della tematica riguardante la "tutela delle risorse idriche", sottolinea l'esigenza di intervenire prioritariamente sull'inadeguato siste-

ma istituzionale e sui contenuti quantitativi e qualitativi del servizio che, come evidenziato dalla ricerca, hanno caratteristiche tipiche di un processo industriale complesso con l'obiettivo di definire e valutare gli strumenti di governo del servizio idrico integrato, il finanziamento del servizio, la struttura dei rapporti contrattuali con il gestore industriale del servizio.

Le proposte del Cnel si collocano a monte della scelta tra il carattere pubblico o privato della gestione del servizio e sono pregiudiziali rispetto a qualsiasi ipotesi di meccanismo di affidamento (gara, affidamento diretto).

3.1. LA PROGRAMMAZIONE GENERALE DELL'USO DELLA RISORSA IDRICA

L'acqua è una risorsa scarsa ed estremamente delicata, dalle complesse attività legate all'approvvigionamento alle conflittuali utilizzazioni nei settori dell'agricoltura, dell'industria e dell'uso civile, dalle caratteristiche tecnologiche e impiantistiche dei sistemi di gestione alla protezione dall'inquinamento delle falde, dei fiumi e dei laghi.

Ciò richiede una programmazione generale finalizzata all'uso ottimale della risorsa idrica che deve partire dal bilancio idrico, a livello del bacino idrografico, e affrontare i problemi di compatibilità tra approvvigionamenti, diversi utilizzi e sostenibilità ambientale.

A queste problematiche collocate a monte delle questioni connesse al segmento parziale degli usi civili del ciclo idrico integrato, il Cnel ha dedicato un documento di Osservazioni e Proposte sulla "Tutela delle risorse idriche", approvato dall'Assemblea nel giugno 2008. Questo documento ne rappresenta un coerente sviluppo.

In questa occasione, il Cnel sottolinea lo scarso sviluppo e radicamento delle proposte di programmazione, di insediamento delle autorità di distretto/bacino, alle quali sottoporre anche i Consorzi di bonifica, di coordinamento della complessa pluralità di soggetti e di comportamenti, che avrebbero dovuto garantire una corretta accessibilità e fruibilità di una risorsa scarsa, come l'acqua, alle diverse tipologie di utenza.

3.2. GOVERNO E REGOLAZIONE DEL SERVIZIO IDRICO INTEGRATO

Il Cnel ritiene necessaria e pregiudiziale l'istituzione, da un lato, di un soggetto nazionale di regolazione e, dall'altro lato, di nuovi soggetti territoriali, cui attribuire le funzioni precedentemente affidate alle ATO.

La realizzazione di questi due soggetti è indipendente sia dal carattere pubblico o privato della gestione del servizio, sia dalla forma dell'affidamento. E' auspicabile che i due soggetti di regolazione e di governo del sistema idrico integrato siano attivati in tempi sostanzialmente contestuali.

3.2.1. L'AUTORITÀ DI SETTORE

Per garantire l'uso della risorsa idrica e la qualità del servizio e per governare le dinamiche tariffarie in relazione a criteri di efficienza e di efficacia nella gestione del servizio, è necessario affidare questi compiti a un regolatore nazionale, dotato di autonomia e di indipendenza, come già proposto nel documento "Tutela delle risorse idriche".

L'Autorità nazionale deve essere istituita prima dell'attivazione dei processi previsti dalla nuova normativa con compiti e competenze coerenti con le specificità del servizio da regolare, tenendo anche conto delle esperienze dell'attuale Commissione Nazionale di Vigilanza sulle Risorse Idriche (Conviri).

In sintesi, i compiti dell'Autorità si ritiene possano essere così esemplificati:

- ▼ poteri di regolazione tariffaria;
- ▼ determinazione degli standard qualitativi delle tre componenti del servizio (acquedotto, fognatura, depurazione);
- ▼ monitoraggio dei livelli di prestazione;
- ▼ predisposizione di schemi di bandi di gara, di convenzione o di contratto di servizio;
- ▼ tutela dell'uso della risorsa, della qualità del servizio, degli utenti.

Per rispettare le attribuzioni di competenze concorrenti delle Regioni, il Cnel ritiene indispensabile individuare un meccanismo di composizione e di nomina dei componenti dell'Autorità, che coinvolga la Conferenza dei Presidenti delle Regioni e delle Province autonome.

3.2.2. LE NUOVE "AUTORITÀ DI AMBITO"

Le Regioni, a seguito della soppressione delle attuali Autorità di Ambito (ATO) e in applicazione della normativa prevista dal comma 1 – quinquies della legge 42/2010 sugli Enti locali - devono definire **nuovi soggetti istituzionali**, che coprano una dimensione territoriale significativa o come articolazione dei distretti idrografici o come unità amministrativa di area vasta, tali da essere strutturalmente adeguate:

- ▼ a svolgere i compiti di pianificazione, con riferimento agli investimenti nelle reti,
- ▼ da definire obiettivi di servizio, sui quali selezionare, tra le soluzioni impiantistiche e gestionali proposte dalle aziende, quelle più efficienti ed efficaci in sede di gara e di affidamento della gestione,
- ▼ da esercitare una penetrante attività di controllo sulle aziende in relazione ai contratti di servizio ed alla puntuale realizzazione degli investimenti. Pertanto questi nuovi soggetti devono configurare una robusta struttura di governo e di controllo della gestione del servizio idrico integrato, cui affidare tutti i compiti attualmente in carico

alle ATO dal dlgs. 152/2006.

L'affidamento alle Regioni del compito di riformare la struttura e l'articolazione territoriale delle "nuove ATO" con la scadenza ravvicinata del 31 dicembre 2010 rischia di determinare soluzioni sostanzialmente disomogenee, sia in termini di poteri e di corrispondente struttura operativa, che di dimensione territoriale di aggregazione della domanda, poco compatibili con le esigenze e le caratteristiche industriali del servizio.

Il Cnel propone la definizione in tempi molto ravvicinati, in sede di Conferenza delle Regioni, di linee guida concordate per ottenere un assetto sufficientemente omogeneo dei nuovi soggetti istituzionali di governo del settore.

Si può ipotizzare l'affidamento alla Regione dei compiti di programmazione dell'uso della risorsa idrica, ivi compresi tutti gli utilizzi (agricoli, industriali, civili), in coerenza con i piani di distretto idrografico, di pianificazione generale dei sistemi impiantistici e una articolazione provinciale o interprovinciale dei soggetti titolari degli affidamenti della gestione del ciclo idrico integrato, sulla base del piano d'ambito riguardante gli usi civili.

È indispensabile, per non ritardare la realizzazione di investimenti approvati in sede di piano d'ambito, individuare, come evidenziato alla fine del punto 2.2 delle Osservazioni, nuove procedure per non duplicare le competenze e le titolarità e, quindi, il regime di autorizzazione amministrativa tra ATO e Comune. La soluzione potrebbe essere individuata in una Conferenza dei Servizi a livello di ATO, che definisca un unico processo autorizzativo.

3.3. IL FINANZIAMENTO DEL SERVIZIO FRA SISTEMA TARIFFARIO E SPESA PUBBLICA

Il Cnel sottolinea che l'assetto attuale del ciclo idrico integrato presenta carenze infrastrutturali e impiantistiche di notevole rilevanza (dalle perdite di rete ai sistemi di depurazione), che richiedono quantità di investimenti molto importanti, tali da far prevedere un significativo e diffuso aumento delle tariffe, per coprire i nuovi investimenti, con punte particolarmente significative nelle aree di maggiore arretratezza del servizio.

Per le realtà territoriali, nelle quali la prevedibile dinamica delle tariffe risultasse troppo elevata rispetto al principio dell'accessibilità degli utenti al servizio, è necessario che una parte degli investimenti debba essere coperto direttamente dalla spesa pubblica e, per le aree depresse, dai cofinanziamenti europei. Si possono selezionare piani di potenziamento delle infrastrutture e progetti impiantistici significativi, come quelli per la depurazione, da affidare alla spesa pubblica, mentre le spese di manutenzione e riqualificazione delle reti devono trovare copertura nelle tariffe.

È comunque indispensabile adottare un nuovo metodo normalizzato, che costituisca il riferimento per i sistemi tariffari adottati dalle nuove Autorità di Ambito. Si deve garantire non solo il riconoscimento dei costi sostenuti, ma anche la presenza di incentivi correlati alla qualità dei servizi, con una maggiore stabilità nel tempo del sistema tariffario in relazione ai processi di revisione. La componente tariffaria relativa alla “remunerazione del capitale investito”, prevista dall’art. 154 del dlgs n. 152/2006, deve essere più precisamente definita per quanto concerne sia la valutazione dello stock di capitale riguardante le reti e gli impianti conferiti, al momento dell’affidamento, al gestore delle reti, sia quella relativa ai nuovi investimenti, che comunque devono essere quelli effettivamente realizzati e monitorati; probabilmente i tassi di remunerazione dovrebbero essere diversi.

Infine, l’articolazione delle tariffe per le utenze domestiche deve essere finalizzata al risparmio della risorsa e, quindi, particolarmente progressiva, prevedendo la generalizzazione, come in altri settori, di tariffe sociali per gli utenti meno abbienti. Per le utenze non domestiche la struttura tariffaria dovrà essere applicata in base al principio “chi inquina, paga”.

3.4. IL GOVERNO DEI RAPPORTI TRA AFFIDANTE E GESTORE: LA CONVENZIONE

La convenzione o il contratto di servizio dovrebbero essere lo strumento, che esplicita i rapporti fra ATO e gestore per tutta la durata dell’affidamento; il Conviri ha denunciato da tempo nelle relazioni annuali al Parlamento la carenza e l’incompletezza delle convenzioni in essere.

Pertanto il Cnel ritiene che la stesura di una Convenzione che incorpori tutte le norme del contratto e del conferimento delle immobilizzazioni in reti e impianti, che sono e ritorneranno nella piena disponibilità pubblica al termine dell’affidamento, rappresenti una scelta fondamentale per definire i rapporti con il gestore, per consolidare e perfezionare le caratteristiche quantitative e qualitative delle prestazioni del servizio idrico integrato, richieste al gestore, e per evidenziare le condizioni economiche e finanziarie della gestione.

La convenzione dovrà esplicitare con chiarezza le condizioni di equilibrio economico-finanziario, l’allocazione dei rischi, gli incentivi e le penali connessi alle prestazioni del servizio e definire le modalità, la tempistica e l’ammontare delle indennità dovute alla fine della concessione.

L’equilibrio economico-finanziario è sostanzialmente determinato dal sistema tariffario, compresi i criteri delle revisioni periodiche, e dalle quote di spesa pubblica destinate a precisi progetti di investimento.

Particolare rilievo assume la definizione di chiari e precisi criteri tecnici ed economici per la determinazione del valore residuo degli investimenti, non ancora totalmente ammortizzati alla scadenza dell’affidamento, che devono essere già esplicitati nella convenzione al momento dell’affidamento. Ciò garantisce entrambi i soggetti e consente una corretta gestione degli investimenti fino al termine della convenzione e anche un positivo rapporto tra l’azienda di gestione e gli enti finanziatori, in presenza di richieste di finanziamento di lungo periodo.

La Convenzione deve garantire l’unitarietà del ciclo integrato e specificare le caratteristiche quantitative e qualitative delle prestazioni di servizio, privilegiando, da un lato, la predisposizione di standard da conseguire (indicatori di quantità e qualità del servizio, rapporti con l’utenza, etc.) e i correlati strumenti di controllo e, dall’altro lato, la pianificazione per progetti e la verifica puntuale dello stato di avanzamento degli investimenti. A questo fine, deve essere previsto un adeguato sistema di rendicontazione, collegato alle diverse funzioni e articolazioni del servizio (acquedotto, fognatura, depurazione).

La Convenzione deve prevedere il pieno rispetto delle leggi, dei regolamenti e delle disposizioni normative in materia di rapporti di lavoro, di previdenza e assistenza sociale e di sicurezza e igiene sul lavoro, nonché delle condizioni occupazionali, contrattuali, normative e retributive previste dai CCNL di settore e degli accordi collettivi territoriali e/o aziendali vigenti. Va, infine, previsto a carico dei gestori l’obbligo di dotarsi di un sistema certificato per la salute e la sicurezza sul lavoro.

Ferma restando la inalienabilità della proprietà pubblica delle reti e degli impianti del sistema acquedottistico, fognario e di depurazione, che sono di natura demaniale e vengono conferiti in concessione in uso gratuito al gestore, confermando la scelta della non separazione tra reti e servizio nel ciclo idrico.

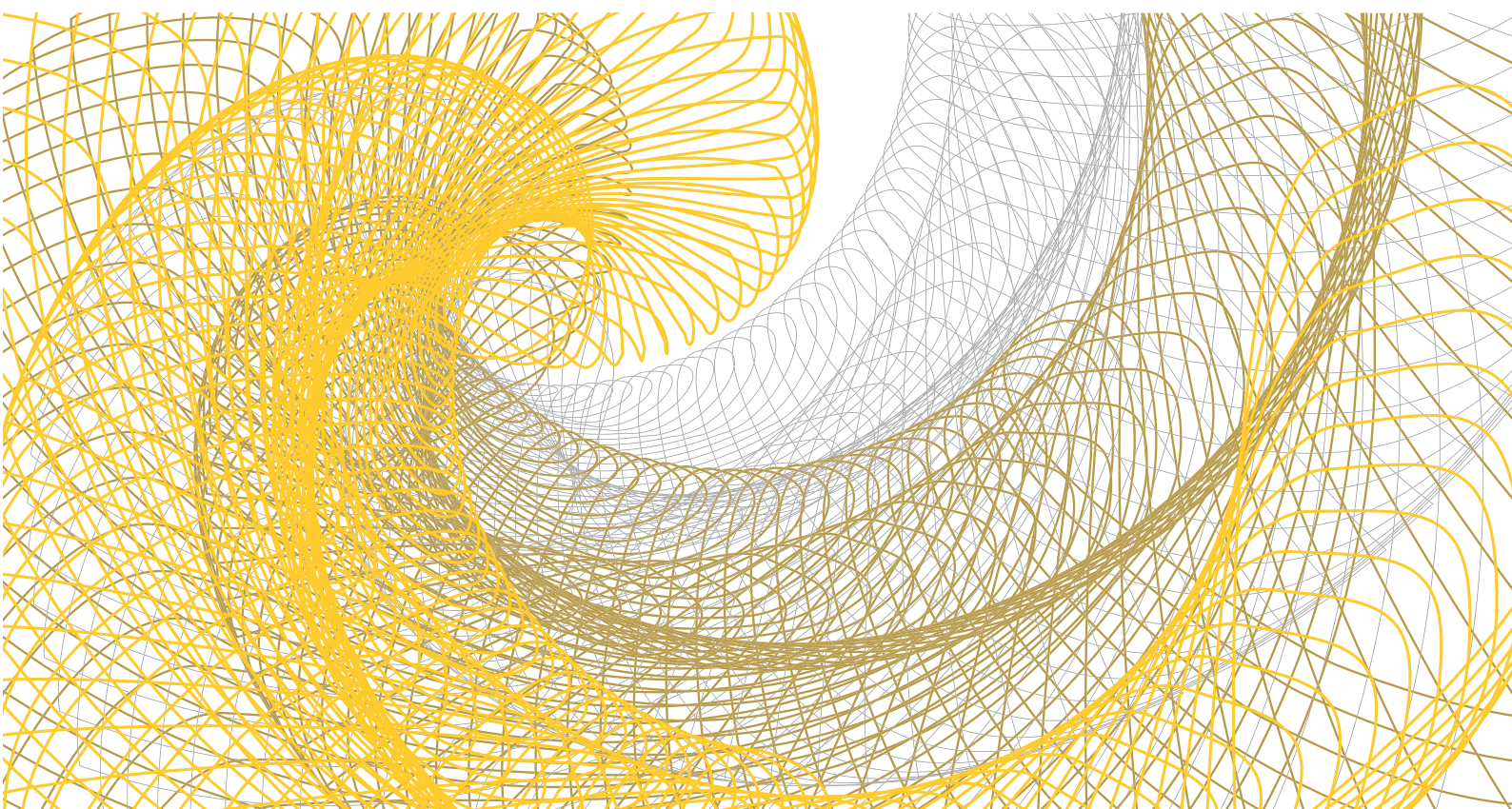
I gestori devono essere sottoposti ai vincoli esplicitati nella convenzione o nel contratto di servizio, oggetto di controllo con strumenti trasparenti e adeguati, ma devono altresì essere valutati non solo sulla base dell’attuazione del piano d’ambito, ma anche per le scelte tecnologiche e impiantistiche migliori, in funzione del conseguimento degli obiettivi di efficienza, di sostenibilità, di risparmio energetico e in relazione al piano di impresa.

In questa prospettiva, assume particolare rilievo la funzione dell’Autorità di regolazione nell’elaborazione di una convenzione tipo, che dovrà rappresentare il riferimento per l’elaborazione dei capitoli sulla base dei quali gli ATO dovranno definire i nuovi affidamenti previsti dalle normative.

The logo features a stylized red and yellow shape resembling a roof or a mountain peak, enclosed within a yellow circle. To its right, the text "SAIENERGIA 2010" is displayed in a bold, sans-serif font. "SAIENERGIA" is in yellow, and "2010" is in black.

SAIENERGIA 2010

Bologna, 27-30 ottobre



SAIENERGIA INTEGRARE CON ENERGIA

Energia rinnovabile ed efficienza energetica nella più grande fiera dell'edilizia

Il governo pubblico del servizio idrico integrato

LE PROPOSTE DELLE AUTORITÀ DI AMBITO IN TEMA DI REGOLAZIONE E CONTROLLO

I compiti di supervisione e controllo del servizio idrico integrato è affidato dal 1994 ai Comuni in forma associata, mediante la costituzione di convenzioni o consorzi, denominati Enti o Autorità di Ambito. A livello centrale, è istituita la Commissione Nazionale di Vigilanza sulle Risorse Idriche (CONVIRI) nell'ambito del Ministero dell'ambiente, con la funzione di predisporre il Metodo tariffario e supervisionare il funzionamento del sistema.

Tale assetto è stato abolito il 23 marzo scorso, con l'approvazione della conversione in legge del decreto-legge del 25 gennaio 2010, n. 2, recante "interventi urgenti concernenti enti locali e regioni", in cui si prevede la soppressione delle Autorità di Ambito e si affida alle Regioni il compito di riattribuire le relative competenze.

In questo contesto, si possono determinare scenari diversi sul territorio nazionale, che investiranno il disegno istituzionale fin qui conosciuto. Da un lato, si prova a rivedere la dimensione territoriale degli Ambiti e l'attribuzione delle funzioni delle Autorità. Dall'altro, sta maturando l'idea che occorra un rafforzamento della regolazione centrale, con un'autorità nazionale indipendente di settore.

Il presente documento intende fornire delle indicazioni utili al legislatore nazionale e regionale in merito ad importanti aspetti della regolazione del servizio idrico, di cui occorrerebbe tenere conto nel momento in cui ci si appresta a legiferare in materia.

LE CRITICITÀ DELLA REGOLAZIONE NEL SERVIZIO IDRICO

Il principale limite dell'attuale sistema di vigilanza e controllo del servizio idrico, che si ripercuote negativamente sulle prestazioni dei gestori e sulla finanziabilità degli investimenti, è la debolezza e la mancanza di terzietà delle Autorità di Ambito e della Commissione Nazionale nello svolgimento di alcune funzioni di natura tecnica.

L'esercizio delle funzioni di regolazione spetta ai Comuni in forma associata, in quanto gli enti lo-

cali più vicini ai cittadini. Tuttavia, la partecipazione dei Comuni nelle Autorità di Ambito, sebbene sia essenziale sotto molti profili, è così ampia che a volte ne rallenta alcuni processi decisionali. La loro contemporanea presenza sia nel soggetto gestore, sia in quello chiamato a vigilare su tariffe e livelli di servizio, crea dei forti conflitti di interesse. Capita che le Autorità di Ambito non siano nelle condizioni di svolgere adeguatamente le proprie funzioni. Spesso il risultato è un compromesso a scapito dell'utente.

Analogamente, la Commissione Nazionale è una struttura con poteri limitati ed interna al Ministero dell'ambiente. Non è indipendente e quindi, nonostante il lavoro tecnico portato avanti, non riesce a svolgere un'incisiva azione di regolazione. L'esempio più evidente è il ritardo di dieci anni nell'aggiornamento del Metodo tariffario, da tutti ritenuto obsoleto.

Quindi, il nodo critico del sistema di vigilanza e controllo del servizio idrico è la debolezza e la mancanza di indipendenza delle Autorità d'Ambito e della Commissione nazionale di vigilanza e la scarsa autonomia che caratterizza il loro operato.

Inoltre, molte Autorità di Ambito hanno una struttura operativa molto limitata rispetto alle funzioni che devono svolgere e la stessa Commissione Nazionale ha un organico molto ristretto. Vi è poi disomogeneità nell'applicazione di importanti criteri, come il metodo tariffario e le regole contabili, che genera situazioni differenziate sul territorio nazionale.

UNA PROPOSTA SUL MODELLO DI REGOLAZIONE

Una riforma che voglia rendere più efficace la regolazione dei servizi idrici dovrebbe partire dalla valorizzazione dei vantaggi della dimensione locale, rafforzando le istituzioni di regolazione e garantendone l'indipendenza. Allo stesso tempo, dovrebbe prevedere l'istituzione di un'Autorità nazionale di settore che, affiancandosi ai regolatori locali e in-

tegrandone le funzioni, potrebbe superarne i limiti, esaltandone al contempo i vantaggi.

La regolazione locale, in un servizio come quello idrico, presenta il vantaggio di consentire uno stretto collegamento con il territorio in tema di pianificazione e di tariffe. Inoltre, la vicinanza al gestore consente una più efficace e pervasiva attività di controllo e raccolta informazioni. Infine, il legame diretto con le comunità locali assicura un'immediata reazione ad eventuali disfunzioni che si dovessero verificare nella gestione del servizio.

A tale proposito, le Regioni dovranno necessariamente procedere alla ri-organizzazione dei servizi idrici sulla base di ambiti territoriali ottimali (ATO), che restano pienamente in vigore nell'attuale normativa. Inoltre, è necessario che le Regioni prevedano una struttura della regolazione che coinvolga i Comuni, i quali sono i soli legittimi titolari del servizio; i proprietari delle reti e degli impianti e i titolari degli affidamenti *in house*.

Ciò che invece le Regioni potranno determinare liberamente, per adeguare il servizio alle esigenze locali e valorizzarne le peculiarità, è il perimetro del servizio, la forma di cooperazione tra i Comuni e il modello di gestione. Quanto al perimetro del servizio, questo potrà essere, come gli attuali ATO, a livello di bacino idrografico o a livello provinciale, ma nulla esclude anche il livello regionale o la costituzione di macro-ambiti. Quanto alla forma di cooperazione, questa potrà essere una tra quelle previste dal TUEL, ossia convenzione, unione dei Comuni, consorzio. Quanto al modello di gestione, riteniamo che la concessione, la società mista e la società *in house* abbiano pari dignità, come anche sancito dal diritto e dalla giurisprudenza europea.

L'elemento fondamentale è che all'organismo locale di regolazione, ovunque sia collocato, siano garantite risorse sufficienti e la completa autonomia nello svolgimento di alcune funzioni, come l'applicazione del Metodo tariffario nazionale, la vigilanza sul rispetto degli obblighi di prestazione e la comminazione delle sanzioni. L'organismo dovrebbe rendicontare almeno una volta l'anno sull'attività svolta, con un rapporto da illustrare a istituzioni e cittadini, e dovrebbe procedere a consultazione pubblica in occasione delle scelte strategiche.

I Comuni potrebbero essere chiamati a nominare i componenti dell'organismo di regolazione, non più di tre persone di riconosciuta competenza tecnica, vincolandone la nomina all'approvazione, con una maggioranza di due terzi, da parte di una commissione del Consiglio Regionale. In questo modo si manterrebbe in capo ai Comuni la nomina, ma se ne garantirebbe l'indipendenza con il meccanismo del parere del Consiglio Regionale.

La regolazione locale dovrebbe, nondimeno, prevedere altri momenti di coinvolgimento dei Comuni,

soprattutto nelle fasi che hanno un'elevata rilevanza politica e sociale nell'organizzazione del territorio, come la pianificazione degli investimenti e la definizione dell'articolazione tariffaria applicata agli utenti. Agli organi di indirizzo e controllo politicoamministrativo parteciperebbero esclusivamente sindaci o loro delegati non percepenti per tale funzione alcun emolumento.

Si potrebbe anche pensare all'attribuzione in capo alle Autorità di Ambito di funzioni di regolazione relative a più settori, ad esempio quello dei rifiuti solidi urbani, come già accade in alcune regioni, sebbene ciò non sia sempre tecnicamente possibile, specialmente in quegli ATO delimitati dai confini idrografici dei bacini.

Ferma restando l'importanza della regolazione locale, è necessario armonizzare a livello nazionale importanti aspetti della prestazione del servizio, per non ingenerare discriminazioni tra cittadini e vantaggi competitivi per i gestori. A questo potrebbe provvedere un'Autorità nazionale di settore, indipendente e dotata di elevate competenze tecniche, con funzioni di raccordo e supervisione dei regolatori locali.

L'Autorità nazionale potrebbe occuparsi della definizione di standard di qualità, degli indicatori di prestazione e del Metodo tariffario nazionale. Potrebbe attuare un confronto tra gestori e affiancare i regolatori locali nello svolgimento delle funzioni di controllo. Svolgerebbe una vigilanza sul rispetto della normativa nazionale, potrebbe sostituire i regolatori locali in caso di loro inerzia nello svolgimento di importanti funzioni, come la revisione tariffaria.

CONCLUSIONI

La regolazione è un pilastro della tutela dell'utente nei servizi gestiti in condizioni di monopolio. Lo è ancora di più in un servizio essenziale come la distribuzione dell'acqua. Una regolazione efficace è una regolazione specializzata e dotata di indipendenza e autonomia. Richiede istituzioni credibili e stabili e un'armonizzazione a livello nazionale.

L'unico modo di affrontare le sfide che ci si prospettano per il prossimo futuro è creare un'articolazione multi-livello delle funzioni di regolazione del servizio idrico. A livello locale, occorre istituire dei regolatori indipendenti, che consentano uno stretto collegamento con i Comuni e il territorio e un'azione efficace e tempestiva. La regolazione locale dovrebbe essere affiancata da un'autorità nazionale indipendente di settore, che possa svolgere funzioni di armonizzazione, raccordo e supervisione.

Queste potrebbero essere alcune indicazioni per una riforma, così si potrebbe aprire una nuova stagione nella regolazione dei servizi idrici in Italia.



TUTTE LE NOVITÀ DI SAIE 2010

Anno di svolta, il 2010, per SAIE. Nuovo formato, nuovi contenuti e nuove proposte che la prossima edizione, la 46esima, del Salone Internazionale per l'Edilizia, in programma a Bologna dal 27 al 30 ottobre 2010, offre a tutti gli operatori del mondo delle costruzioni. Molte le novità riunite dallo slogan **Integrare per costruire**. Obiettivo di SAIE 2010 è fornire un contributo di eccellenza per arrivare a una piena ed efficace integrazione di saperi, competenze e tecnologie, supportando l'edilizia verso quel salto di qualità tanto atteso da tutti gli operatori di settore.

I TRE PILASTRI DI SAIE 2010

Tre le principali aree tematiche attraverso le quali si snoda SAIE 2010: **sostenibilità, produzione e servizi**. Tre aspetti complementari e integrati di un'unica attività che delineano tre macro-aree:

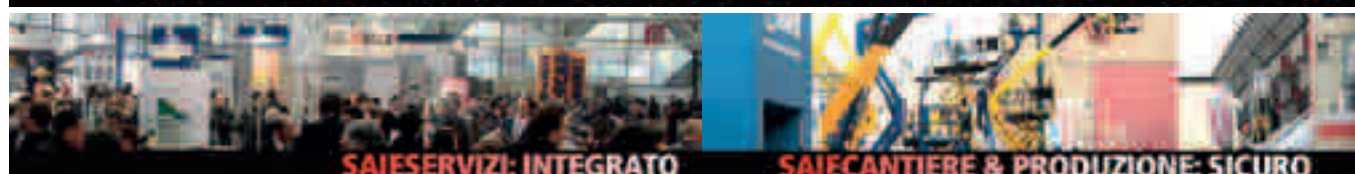
- **SAIENERGIA&SOSTENIBILITÀ**
- **SAIESERVIZI PER PROGETTARE, COSTRUIRE E MANUTENERE**
- **SAIECANTIERE&PRODUZIONE**

nelle quali si inseriscono i saloni tematici già esistenti. In ogni area, un programma articolato di iniziative garantisce a visitatori/espositori un quadro globale ed esaustivo delle tendenze più attuali.

SAIENERGIA & SOSTENIBILITÀ: INTEGRARE CON ENERGIA

Dopo le edizioni di successo del 2008 e 2009, anche SAIENERGIA cresce e diventa **SAIENERGIA & SOSTENIBILITÀ**, riunendo gli spazi dedicati alle energie rinnovabili con quelli dedicati ai materiali, sistemi e componenti finalizzati a un costruire sostenibile e sicuro. Com'è ormai tradizione, nel padiglione 14 prende corpo la Piazza dell'Energia, fulcro durante tutta la manifestazione di convegni, workshop, esposizioni, incontri, dibattiti e conferenze, coordinati direttamente da Mario Cucinella.

Alla **Piazza dell'Energia** si affiancano, quest'anno, altre **piazze tematiche** dedicate ai diversi aspetti del costruire energeticamente sostenibile.



L'area tematica **SAIENERGIA&SOSTENIBILITÀ** si completa con i saloni:

➤ **SAIEnergia**

Dedicato alle energie rinnovabili e alle tecnologie a basso consumo per il costruire sostenibile.

➤ **LaterSAIE**

Dedicato ai produttori del settore laterizi, il salone offre una visione globale al comparto e alla relativa offerta merceologica e tecnologica.

➤ **SAIELegno**

L'area dedicata all'edilizia in legno, alle strutture e ai componenti in Legno

➤ **SAIECet**

Dedicato alle chiusure edili tecniche patrocinato da UCCT (Unione Costruttori Chiusure Tecniche). SAIECet presenta quest'anno il **Primo Rapporto sull'andamento del Mercato delle Chiusure Tecniche** elaborato da CRESME, per conto di UCT e SAIE, che propone una stima dei potenziali di mercato, del valore del comparto sull'economia italiana e della definizione delle dinamiche congiunturali e previsionali, attraverso l'analisi di: produzione edilizia, investimenti (articolati per comparto) e offerta.

SAIE New Stone Age Design – l'iniziativa, nata dalla collaborazione di SAIE, *Confindustria Marmomacchine* e il *Consorzio Pietra Autentica Naturale*, vuole evidenziare in questa edizione - con la mostra **Green & Stone: una nuova visione per l'urban design** - come la pietra si integra col verde per fornire nuove forme di *urban design*. Curatore della mostra e progettista dei prodotti in Pietra Naturale di Saie New Stone Age Design è lo Studio Lucchese Design.

Rapporto SAIENERGIA 2010 by Cresme

Mercoledì 27 ottobre è prevista la presentazione del Rapporto SAIENERGIA, redatto da Cresme per SAIE, che illustra situazione di mercato e dei prodotti e componenti per l'edilizia energeticamente efficiente con

gli scenari al 2011

L'elaborato analizza l'ambito più promettente e dinamico del mondo delle costruzioni, con particolare attenzione all'impatto economico dell'efficienza energetica in edilizia.

SAIECANTIERE & PRODUZIONE: Il cantiere evoluto

La consueta e consolidata attenzione che SAIE, unico nel panorama nazionale, offre ai produttori di attrezzature da cantiere, si evolve in SAIECANTIERE, salone tematico dedicato alla produzione *in-site* e *off-site*, arricchito da una serie di eventi, iniziative e spazi dimostrativi pensati appositamente per presentare nel modo migliore la produzione nazionale e internazionale.

Collegata all'area **SAIECENTIERE & PRODUZIONE**

anche l'iniziativa **FORMOTER** per gli operatori del settore macchine movimento terra, organizzata da SAIE in collaborazione con **Unacea**. I corsi organizzati in collaborazione con IIPLE, prevedono lezioni di teoria e pratica con macchine messe a disposizione da aziende leader del settore quali Komatsu, Cnh e Ihimer.

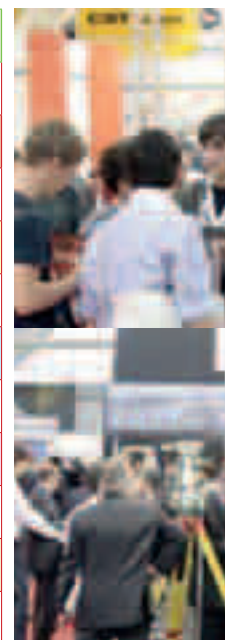
SAIESERVIZI: l'edilizia immateriale

Con i suoi 20.000 metri quadri dedicati ai servizi tecnici per le costruzioni e l'architettura, SAIESERVIZI rappresenta il più grande salone tematico in Europa di software e hardware tecnico e di strumenti finalizzati al progettare, costruire e mantenere. Il salone è il luogo ideale per reperire e scambiare le informazioni più aggiornate in materia e si completa con una serie di spazi finalizzati al confronto fra operatori.

Integra l'area tematica il salone **SAIEBit**, dedicato ai Sistemi informatici e alle Società di servizi (padiglioni 32 e 33), una piattaforma espositiva in cui **Software-Houses e Società di Servizi** per imprese di costruzione/architettura propongono le ultimissime novità in campo informatico.

LE PIAZZE DI SAIE 2010

Piazza dell'ENERGIA	padiglione 14
Piazza di SAIIELEGNO	padiglione 16
Piazza dell'INVOLUCRO ENERGETICAMENTE EFFICIENTE	padiglione 19
Piazza della SOSTENIBILITA'	padiglione 19
Piazza dell'INVOLUCRO PER ARCHITETTURA E URBAN DESIGN	padiglione 21
Piazza di LATERSAIE	padiglione 22
Piazza del CUORE MOSTRA	padiglione 25
Piazza delle PAVIMENTAZIONI CONTINUE	padiglione 26
Piazza del RECUPERO EDILIZIO	padiglione 26
Piazza di SAIECANTIERE	padiglione 30
Piazza del SOFTWARE TECNICO	padiglione 22
Piazza delle CHIUSURE TECNICHE – SAIECET	padiglione 36



Gli impegni dell'autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA



PRESENTAZIONE
DEL PRESIDENTE
ALESSANDRO ORTIS

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Alessandro Ortis *Presidente*
Tullio Fanelli *Componente*

Autorità, Signore e Signori,
il *bon ton* per questa presentazione della "Relazione annuale sullo stato dei servizi e dell'attività svolta" vuole che ci si limiti a tempi contenuti. Cercherò così di rispettare questa giusta tradizione, anche se con più difficoltà del passato. Devo infatti condensare il rapporto per un anno con quello per un intero mandato: il mandato dell'attuale Collegio, che la legge prevede concluso, e non rinnovabile, a metà del prossimo mese di dicembre.

Così sento di dover dar conto della situazione, e di quanto fatto, avendo pure a mente gli obiettivi e gli impegni che quasi sette anni fa sintetizzammo in un documento di "Principi e fondamenti per l'attività", consegnato in audizione parlamentare prima della nomina.

CONTESTO GENERALE

Lo scorso anno, avevamo ricordato come i prezzi dei *barili di carta* avessero rappresentato una delle concause della pesante crisi internazionale, che ha chiamato e chiama tutti gli Stati ad adottare politiche di difesa e di sostegno, tanto necessarie quanto onerose. Si tratta di misure che richiedono l'impegno di tutti, Istituzioni in prima linea.

Perciò anche i Regolatori per l'energia e la loro cooperazione internazionale devono continuare ad avere ruolo, strumenti e responsabilità. Ciò per contribuire anche nello sforzo di trasformare alcuni importanti settori energetici, in particolare quelli di petrolio e gas, da opachi fattori di vulnerabilità a *leve* per la ripresa economicosociale e per fronteggiare le altre sfide di fondo: la *fame* energetica del mondo e lo *sviluppo sostenibile*. A questi fini serve pure completare e sostenere le liberalizzazioni e le regolazioni che hanno già garantito risultati importanti: nel settore elettrico del nostro Paese, ad esempio, una riduzione di oneri stimabile in più di 4,5 miliardi di euro all'anno, rispetto al 1999. A

questo dato ha contribuito, per il 40%, la riduzione di componenti tariffarie regolate e, per il 60%, la pressione competitiva che ha indotto investimenti per impianti nuovi e più efficienti. Inoltre i settori regolati dalla Autorità sono stati tra quelli che meglio hanno retto alla crisi (specie in termini di occupazione, capitalizzazione in Borsa, investimenti) grazie all'affidabilità di cui gode la regolazione energetica anche nel settore del credito.

Queste considerazioni non possono tuttavia far dimenticare che il nostro Paese continua a soffrire di un *mix* di copertura ancor troppo dipendente da onerose importazioni di idrocarburi.

È perciò importante scrutare attentamente alcuni nuovi scenari emergenti; fra questi la crescente produzione di gas *non convenzionale* negli Stati Uniti (aumentata in due anni di 80 miliardi di m³, l'intero consumo annuale italiano), in estensione ad altre aree, incluso il nostro continente. La concomitanza di minor domanda, per effetto della crisi, e di abbondante disponibilità di gas non più importato dagli USA, ha cambiato significativamente le condizioni del mercato internazionale ed europeo.

Al contempo, nei mercati del petrolio persiste il rischio che la speculazione rialzi ancora la testa. Infatti, non si vedono ancora all'orizzonte meccanismi capaci di contenere il proliferare non regolato di quei *barili di carta* che schizzarono improvvisamente verso i 150 dollari. Proprio per questo motivo avevamo lanciato l'idea che si tentasse di promuovere, almeno a livello europeo, una piatta-

forma regolamentata: per lo scambio di *barili veri* tra operatori selezionati; per prodotti e contratti standardizzati di lungo o lunghissimo termine, con consegna fisica in Europa; per transazioni garantite da affidabile controparte centrale europea. Un simile mercato dovrebbe contribuire a contenere la volatilità delle quotazioni e a favorire gli investimenti di lungo termine. Così, considerato l'interesse espressoci dal Ministero dello Sviluppo Economico, stiamo mettendo a punto con il concorso di esperti del settore una specifica proposta.

Per l'Europa si pone anche la necessità di superare le logiche, *one-rose* e inefficaci, fino ad ora seguite per far fronte al *cambiamento del clima*: un problema globale che richiede soluzioni altrettanto globali. A questo proposito rilancio un'ipotesi di innovazione che già proponemmo anche in questa sede, quando ci permettemmo di suggerire un abbandono dello strumento unilaterale *cap and trade* (basato su emissioni nei territori di singoli Stati o Continenti), per considerare invece un approccio integrato (a livello internazionale) di politiche ambientali e commerciali, che scoraggi forme di *dumping ambientale* (di Paesi che tendano a sottrarsi a limiti e vincoli); ciò con accordi a livello WTO (piuttosto che con altri *protocolli* tipo Kyoto), che guardi-

no al contenuto CO₂ dei prodotti commercializzati, introducendo (su questa base tecnica e non per protezionismi) meccanismi di *border tax adjustment*.

QUADRO EUROPEO

In Europa, gli eventi per noi più significativi sono stati, negli ultimi anni, i cosiddetti *Pacchetto clima energia* e *Terzo Pacchetto Energia*; un insieme di direttive e regolamenti, che coinvolgono anche gli assetti ed i ruoli dei Regolatori nazionali, rafforzandone autonomia, indipendenza e sindacabilità, con soluzioni molto simili a quelle già fissate proattivamente (con la legge 481/95) per l'Autorità italiana.

Il *Terzo Pacchetto* ha previsto: un'Agenzia europea dei Regolatori nazionali; importanti tutele per i consumatori; codici di rete a beneficio degli scambi transfrontalieri; la separazione delle reti per garantire accessi non discriminatori.

I *pacchetti* citati indurranno certamente progressi verso una più avanzata competitività del sistema energetico continentale, anche se il processo di liberalizzazione ed integrazione dei mercati nazionali dell'energia soffre ancora di resistenze (legate ad anacronistici nazionalismi o protezionismi) e di ritardi infrastrutturali. Perciò, la crisi, i suoi risvolti attuali e l'obiettivo *single market* ancora lontano, richiederebbero ulteriori impulsi verso una maggior apertura interna, verso una più coraggiosa armonizzazione delle politiche energetico-ambientali, dei variegati quadri normativi e regolatori nazionali. L'irrinunciabile ambizione europea di arrivare ad un *single market* deve essere alimentata continuando a costruire una cornice da *single rules*. Così pure, nel contesto dei rapporti con i Paesi fornitori di essenziali risorse energetiche strategiche, deve farsi sentire la tanto auspicata *single voice* dell'Unione: una *voce unica* che sappia valorizzare il potere contrattuale di 500 milioni di europei, ben superiore a quello di singoli Paesi od operatori.

RETI E MERCATI

SISTEMI A RETE

La promozione degli investimenti è stata una delle priorità delle nostre scelte regolatorie, attraverso un sistema di incentivi (premi e penali) riguardante in termini integrati *tariffe* e *qualità dei servizi*, mirato pure a promuovere innovazione e sicurezza.

Per le *reti elettriche*, gli investimenti sono più che raddoppiati negli ultimi sette anni e ci si attendono sviluppi anche per le *smart grids*; a favore di queste abbiamo già assunto iniziative di sostegno. Esse favoriranno una partecipazione sempre più attiva dei clienti finali, anche domestici, al sistema elettrico; ciò sulla base di maggiori volumi ed efficienza per la generazione distribuita, specie a fonte

rinnovabile. A questo stesso proposito, per facilitare i set-tori eolico e solare, per puntare ad una più avanzata modulazione dei carichi, intendiamo promuovere l'utilizzo di interessanti potenzialità di accumulo energetico a *pompaggio idroelettrico*. Si tratta di capacità significative e già ben distribuite, attivabili utilizzando bacini di piccola e media dimensione già esistenti, soprattutto nel Sud Italia.

Sempre in tema di sviluppo del sistema elettrico, posso ricordare anche quanto già disposto per facilitare la diffusione di veicoli elettrici, eliminando i vincoli che ostacolavano la predisposizione dei punti di ricarica.

Nel *settore gas*, gli investimenti sono aumentati del 70%, mentre la capacità di trasporto agli *entry point* è cresciuta del 20%. Ora, sta finalmente emergendo una prima ripresa degli investimenti in stoccaggi; per questi, così come evidenziato in un nostro recente rapporto congiunto con l'Antitrust, si deve recuperare un grave ritardo, legato sì a lente autorizzazioni ma anche ad omissioni dell'Eni, che controlla quasi tutte le capacità nazionali di stoccaggio, attive e potenziali. Sempre in tema di stoccaggi gas e pur apprezzando gli obiettivi generali del recente schema di decreto legislativo per un ampliamento dei servizi, abbiamo segnalato alcuni profili di criticità che confidiamo vengano risolti, circa i *tetti* alle quote di mercato e la ripartizione di oneri o benefici tra clienti industriali e civili.

Nel complesso, per i settori elettrico e gas, si raggiungono oggi investimenti per circa 4,5 miliardi di euro all'anno. Vanno tuttavia ricordati alcuni persistenti ostacoli e problemi: incertezze autorizzative per linee elettriche, rigassificatori e stoccaggi; mancata definizione dei nuovi *ambiti* per la distribuzione gas, tuttora eccessivamente frammentati, e della connessa disciplina per le concessioni.

Fanno parte dei *sistemi a rete* anche i *contatori*. Per quelli elettrici innovativi (elettronici e telegestibili) è ormai prossima a concludersi la diffusione, attuata con buon impegno da parte dei distributori. L'Italia è ormai il Paese campione per lo *smart metering* elettrico; questo ha reso per altro possibile estendere anche alle famiglie un *sistema prezzi biorari* che amplia la possibilità di scelta dei consumatori, con un'opportunità per risparmi individuali e vantaggi collettivi (economie nazionali in termini di consumo combustibili, costi di impianto ed emissioni di CO₂). Anche nel settore gas abbiamo reso obbligatorio un programma per nuovi contatori elettronici. Si tratta di una iniziativa, prima a livello mondiale, che consentirà di servire sempre meglio i consumatori, rendendo più sicure, trasparenti e tempestive le *letture*, eliminando acconti e conguagli. Allo stesso tempo si offre al sistema industriale italiano l'opportunità di metter a punto prodotti e sistemi di misura innovativi che, forti di un mercato dome-

stico ad assorbimento regolato e ben programmato, potranno alimentare vantaggiose esportazioni.

MERCATI ALL'INGROSSO

Per il settore gas, nonostante il rapido avvio (nel 2000) del processo di liberalizzazione, la situazione reale dei mercati resta insoddisfacente. Negli ultimi anni, la disponibilità di nuova capacità per importazione e diversificazione è rappresentata solo dal nuovo rigassificatore di Rovigo e dai potenziamenti di gasdotti esistenti, imposti da autorità nazionali ed europee. Il 92% della capacità infrastrutturale per le importazioni resta in mano al Gruppo Eni che, con le vendite oltre frontiera destinate all'Italia, si attesta ancora sul 65% circa delle immissioni.

Quanto alla prevista *borsa del gas*, l'Autorità aveva definito le tappe di realizzazione già nel 2004, nella radicata convinzione che tale strumento sia essenziale per la concorrenza e per dare corretti segnali di prezzo, utili per transazioni e nuovi investimenti. Tuttavia l'effettivo dispiegarsi di tali potenzialità è ancora pesantemente condizionato: dalla ridotta disponibilità di gas (al netto degli autoconsumi) degli operatori diversi da Eni; dalle frequenti situazioni di emergenza, vissute o potenziali, come sicurezza degli approvvigionamenti; dalla mancanza di un operatore di rete indipendente, che possa garantire (come nel settore elettrico) un dispacciamento di merito economico senza nemmeno il sospetto di discriminazioni.

Abbiamo più volte segnalato la necessità di correttivi. Fra quelli di breve termine, l'utile strumento *gas release* che, tuttavia, dovrebbe avere caratteristiche di quantità e durata ben superiori a quelle scelte nel 2009. Fra quelli strutturali, il reiterato auspicio che la decisione già assunta con legge del 2003 (confermata con leggi successive) per una separazione proprietaria di Snam Rete Gas da Eni trovi finalmente attuazione con il DPCM già previsto e da anni atteso. Si tratta di adottare una soluzione già indicata come la migliore dalla Commissione europea, già positivamente sperimentata in Paesi della UE ed in Italia con l'analoga operazione Terna-Enel per il settore elettrico, garantendo che il controllo delle reti strategiche per il Paese si consolidi in capo ad un imparziale soggetto pubblico nazionale. Un passaggio del controllo di Snam da Eni a *Cassa depositi e prestiti*, per esempio, farebbe certamente bene al mercato, ai consumatori ed allo stesso sviluppo di Snam, che si potrebbe proiettare anche oltre i confini nazionali; una proiezione che faciliterebbe analoghi indirizzi di altri Paesi della UE, verso meno discriminazioni, più sviluppo, più coordinamento ed integrazione nello strategico sistema di trasporto continentale. Infine può ricordarsi che l'analoga separazione Terna-Enel ha pure rafforzato le capacità di sviluppo internazio-

nale dello stesso Gruppo Enel.

La dimostrazione dell'importanza di quanto da noi spesso auspicato, per uno sviluppo più proattivo delle infrastrutture, è data ora anche dalle difficoltà che il Paese sta incontrando nell'approfittare più ampiamente del progressivo disaccoppiamento del prezzo gas da quello del petrolio, indotto dalla disponibilità di gas *non convenzionali*. Di fronte ad una benvenuta *bolla gas* del mercato internazionale, noi non disponiamo ancora di una conveniente *bolla infrastrutturale* nazionale: quella stessa paventata in passato da taluni per scoraggiare investimenti e concorrenza, ma che invece avrebbe consentito di importare e stoccare di più, di soddisfare più convenientemente la domanda interna e di continuare a coltivare la prospettiva di un profittevole *hub* italiano, al centro del Mediterraneo e per l'Europa.

Per il settore elettrico, a dieci anni dall'avvio della liberalizzazione, cominciano a rendersi evidenti gli effetti positivi della riforma: è aumentata la capacità produttiva; sono entrati nuovi operatori che hanno indotto un aumento dell'efficienza media del parco centrali e della concorrenzialità sul mercato; si è ridotta al 30% la quota nazionale dell'operatore ex monopolista dominante, che ha comunque saputo compensare con una significativa penetrazione nel più vasto mercato internazionale.

L'assetto del sistema, che vede la partecipazione di tutta la domanda nel mercato all'ingrosso grazie alla presenza dell'Acquirente Unico che opera per conto del *mercato tutelato*, si è dimostrato efficiente, al punto di essere oggetto di studio anche da parte di altre Autorità, come quella inglese che regola un mercato liberalizzato ben prima di quello italiano. Negli anni trascorsi, abbiamo cooperato per l'avvio della *borsa elettrica* ed il completamento del disegno del mercato. Continueremo a collaborare: per l'urgente superamento di congestioni di rete interne (per esempio, tra isole e continente) e transfrontaliere; lo sviluppo dei *mercati a lungo termine*, in grado di coniugare mercato e finanziamento degli impianti a elevati costi fissi; un maggior coordinamento tra programmi di potenziamento reti, localizzazione e dimensionamento di nuovi impianti di generazione; uno sviluppo efficiente delle fonti rinnovabili.

MERCATI AL DETTAGLIO

Le asimmetrie di efficienza dei mercati a monte (quelli all'ingrosso) si riflettono necessariamente su quelli al dettaglio. Nel settore elettrico, in tre anni (completa apertura dal 1^o luglio 2007) i clienti domestici passati al mercato libero sono circa 3,2 milioni (11% del totale), le imprese 2,6 milioni (34% del totale). Nel settore gas naturale invece, dopo oltre sette anni dall'apertura, la percentuale dei clienti, domestici e non domestici, passata al

mercato libero è il 7% circa. La differenza è ancora più marcata se si considera che nel settore elettrico transitare nel mercato libero vuol dire sempre passare da una fornitura dell'Acquirente Unico ad una fornitura del nuovo venditore; nel settore gas se si considerano solo i casi in cui il fornitore cambia realmente, ovvero quelli in cui il nuovo venditore e chi fornisce il *servizio di tutela* non sono dello stesso Gruppo, i passaggi sarebbero solo il 5,3%.

Vale sempre ricordare che per i piccoli consumatori di elettricità o gas (famiglie comprese) che non si siano ancora rivolti al mercato libero viene assicurato un *servizio di tutela*, alle condizioni fissate dall'Autorità, con prezzi aggiornati trimestralmente.

QUALITÀ DEI SERVIZI

La qualità, tecnica e commerciale, concorre assieme ai prezzi a determinare la *convenienza* delle forniture energetiche. Perciò abbiamo via via consolidato meccanismi di regolazione sempre più mirati a un miglioramento continuo della qualità: *standard ed obiettivi* sempre più avanzati; un sistema innovativo di *premi/penalità* per gli operatori e di *indennizzi automatici* per i consumatori.

QUALITÀ TECNICA E SICUREZZA

La *continuità* del servizio elettrico ha segnato costanti progressi: i minuti di interruzione (per anno e per cliente) sono scesi da 130 (2000) al minimo storico di 46 (2009); la frequenza delle interruzioni si è ridotta di oltre il 50% nello stesso periodo. Questi dati si collocano tra i migliori della UE. Anche l'obiettivo di ridurre le forti differenze preesistenti, come *continuità di servizio*, tra le regioni del Nord e del Centro-Sud è stato conseguito; restano comunque margini per ulteriori miglioramenti, specie nelle regioni del Sud. Circa l'efficienza dei meccanismi *premi/penali* adottati, si può constatare che erogando agli esercenti 690 milioni di euro (periodo 2004 – 2009) sono stati evitati alla collettività 2,7 miliardi di euro come costi per interruzioni.

Nel settore gas, abbiamo mirato a un miglioramento della *sicurezza* incentivando pure l'ammodernamento delle reti di distribuzione e intensificando le verifiche sugli impianti di utenza. Gli obiettivi per le ispezioni di rete e per i tempi di risposta alle chiamate di pronto intervento, sono stati superati; i controlli in materia di *odorizzazione* sono passati da 25.000 (2004) a 40.000 (2009). Anche per gli accertamenti documentali dei nuovi impianti di utenza (prima della attivazione) si registra un risultato interessante: 96% di conformità, su 1,7 milioni di controlli effettuati.

Sempre a tutela dei consumatori, è stato mantenuto e rafforzato il regime assicurativo in caso di danni da incidenti gas.

QUALITÀ COMMERCIALE

Costante è stata l'azione per un progressivo rafforzamento delle tutele per i consumatori, i quali, dal 2004, hanno beneficiato di rimborsi automatici per 32,5 milioni di euro (20 elettricità e 12,5 gas).

L'apertura alla concorrenza dei mercati elettrico e gas ha reso pure necessaria una specifica regolazione dei servizi di vendita, che ha fra altro riguardato: le risposte ai reclami; le errate o doppie fatturazioni; il cambio di fornitore; il funzionamento dei *call center* degli operatori.

PREZZI

Il totale della *bolletta* è composto da quattro componenti principali: quella tariffaria per i servizi a rete, quella relativa ai prezzi dell'energia di consumo, quella per oneri fiscali e quella (nel caso dell'elettricità) per oneri parafiscali. Perciò, e al fine di evidenziare la dinamica dei prezzi totali, è opportuno considerare i vari e differenziati addendi.

COMPONENTI TARIFFARIE

Nel settore elettrico, le tariffe che remunerano i servizi a rete sono diminuite, dal 2004 a oggi, del 5% in termini nominali e del 14% in termini reali; una riduzione che non ha inciso negativamente sugli investimenti (raddoppiati nello stesso periodo) e sui miglioramenti della qualità del servizio. L'equilibrio adottato, tra contenimento tariffe e solidità d'impresa, ha funzionato.

Nel settore gas, per questo stesso equilibrio si è resa necessaria una stabilità delle tariffe. Ciò è dovuto, ancora una volta, al minor grado di efficienza rispetto al sistema elettrico; infatti il sistema di distribuzione gas è ancora parcellizzato in centinaia di operatori e migliaia di concessioni; un assetto bisognoso dell'atteso riordino già all'attenzione di Governo e Parlamento e per il quale abbiamo per tempo avanzato specifiche proposte.

COMPONENTI ENERGIA

I prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica (con riferimento non al mercato spot ma, più correttamente, alle forniture *base load* annuali) sono intorno ai 70 euro/MWh, quindi più elevati rispetto a quelli di importanti Paesi europei. Ad esempio, rispetto alla Francia il prezzo è più alto di 16-18 euro/MWh, anche se tale differenza si riduce a 12-14 euro/MWh tenendo conto che il prezzo italiano include l'onere *certificati verdi*. Questa differenza sarebbe molto più alta se non fossero stati realizzati gli investimenti di rinnovo del parco di generazione; inoltre, essa potrebbe certamente ridursi, fino ad annullarsi, se i prezzi del gas fossero anch'essi frutto di un contesto competitivo. Con un prezzo del gas inferiore del 30% (più o meno quello corrente sul mercato americano) il

prezzo italiano dell'energia elettrica all'ingrosso risulterebbe allineato a quello francese.

Circa i prezzi all'ingrosso gas, va ricordato che non esistono ancora riferimenti trasparenti, in assenza di veri e regolati mercati italiani *spot* o a termine. Tuttavia, sulla base di informazioni ben note, il gas in Italia è più caro mediamente di 3-4 centesimi di euro/metro cubo, ovvero di oltre il 10% rispetto ai mercati all'ingrosso europei. Per tale differenza non sussiste una valida motivazione tecnica, salvo quella legata alla già lamentata scarsa concorrenzialità del mercato nazionale, con un operatore dominante in tutte le fasi della filiera.

Per il mercato gas al dettaglio, i maggiori costi all'ingrosso vengono sostanzialmente contrastati con basse componenti tariffarie, che portano in generale a prezzi finali *allineati* nel contesto europeo. Per il mercato domestico e delle piccole imprese tale risultato complessivo è sostanzialmente assicurato dal *servizio di tutela*, regolato dall'Autorità, che consente di fissare prezzi massimi di offerta sulla base di meccanismi correlati ai prezzi di importazione. Così, per trasferire sollecitamente ai consumatori i primi benefici emergenti dalle nuove dinamiche del mercato internazionale (rinegoziazioni di contratti di lungo termine e mercati *spot*), opereremo un contenimento dei prezzi al consumo a partire dal primo ottobre prossimo, prima dei maggiori consumi invernali delle famiglie. Tale iniziativa (assunta a valle di un procedimento complesso di analisi e di consultazione di tutti i soggetti coinvolti), rispettosa dei contratti in essere e dell'equilibrio economico-finanziario degli operatori di settore, è pienamente giustificata in base alle informazioni in nostro possesso; rappresenta comunque una surrogata di effetti che dovrebbero invece emergere da un vero mercato all'ingrosso, così come già nel settore elettrico.

ONERI PARAFISCALI

Sulle *bollette* dell'energia elettrica pesano anche componenti di tipo parafiscale: i cosiddetti *oneri generali di sistema*, ai quali concorrono in misura preponderante gli oneri per i diversi regimi di incentivazione delle fonti rinnovabili (CIP6, certificati verdi, tariffa fissa omnicomprendiva, conto energia). Gli obiettivi europei per le fonti rinnovabili sono condivisibili, ma proprio perché molto sfidanti serve, nel perseguirli, massima efficienza. Oggi il nostro sistema è invece molto inefficiente; il costo sopportato dai consumatori per il raggiungimento degli obiettivi citati è superiore a quello necessario. Il livello eccessivamente elevato delle incentivazioni genera inoltre distorsioni e opacità nel settore. Nel 2010, come peraltro avevamo preannunciato quasi due anni fa, il costo delle incentivazioni per le *rinnovabili* (fonti *assimilate* CIP6 escluse) su-

pererà i 3 miliardi di euro: quasi il 10% del costo annuale del sistema elettrico nel suo complesso. Considerando che l'energia incentivata è dell'ordine dei 20 miliardi di kWh, l'incentivo medio risulta pari a circa il doppio del valore dell'energia prodotta; così paghiamo l'energia incentivata 3 volte quella convenzionale.

Perciò appaiono necessarie: una revisione della durata e del livello delle incentivazioni, con particolare attenzione al solare fotovoltaico; una correzione dei malfunzionamenti del mercato dei *certificati verdi*. Senza interventi, c'è il forte rischio di un aumento delle *bollette* fino a oltre il 20%, da qui al 2020. Per questi motivi abbiamo proposto più volte di spostare una parte degli oneri per l'incentivazione delle rinnovabili dalla *bolletta* alla fiscalità generale, garantendo quest'ultima criteri di progressività e proporzionalità più adatti all'impegno sociale necessario per la tutela ambientale. Qualora, invece, si volessero mantenere in tariffa gli incentivi per le rinnovabili, potrebbe essere opportuno che le politiche energetiche-ambientali-industriali, proprie di Governo e Parlamento, si limitassero a fissare gli obiettivi quantitativi e temporali per ciascuna fonte, lasciando poi che sia l'Autorità (già impegnata in materia di tariffe) a stabilire le modalità per farli rispettare al minimo costo, in modo efficiente, sul modello già positivamente sperimentato con il meccanismo dei *certificati bianchi* per i risparmi energetici. Ciò potrebbe assicurare, assieme all'uso efficiente degli incentivi, anche una maggiore stabilità degli stessi, posto che negli ultimi 10 anni sono stati modificati quasi una volta all'anno.

Tra gli *oneri di sistema* figura anche una modesta quota (meno del 2 per mille della *bolletta*) destinata alla ricerca. Per l'impiego efficiente di tali risorse abbiamo fornito il doveroso contributo al Governo predisponendo, dopo ampia consultazione, il Piano Triennale 2009-2011 e i criteri per il primo bando, espletato lo scorso anno con una rigorosa selezione dei progetti.

Nel complesso gli *oneri di sistema* inducono, per i prezzi al dettaglio dell'energia elettrica, un differenziale con i prezzi europei simile a quello connesso ai maggiori costi del mercato all'ingrosso. In sostanza, a fronte di un differenziale complessivo del 25% circa (netto da imposte), non più del 15% è imputabile al diverso *mix* delle fonti di produzione; il resto è dovuto agli *oneri di sistema*. Senza un intervento sull'evoluzione degli *oneri di sistema*, il peso di questi potrebbe superare, entro due o tre anni, quello dovuto ai diversi *mix* di produzione.

FISCALITÀ

L'incidenza fiscale nel settore energetico ha diversi risvolti. La fiscalità diretta pesa sull'elettricità per il 14,4% e sul gas per il 37,6%. Ma vi sono altri



prelievi fiscali che in *bolletta* non appaiono per tali: un prelievo annuo di 100 milioni di euro (dal conto A2, riservato al *decommissioning* degli impianti nucleari) a favore del bilancio dello Stato; ICI e tasse per concessioni idroelettriche o distribuzione gas, che finiscono per scaricarsi comunque sul costo finale dell'energia. Una ulteriore imposta, che invece per legge non può scaricarsi sui consumatori, è la cosiddetta *Robin Hood Tax*; l'attività di vigilanza per il divieto di traslazione (dell'addizionale Ires sui prezzi al consumo dell'energia, prodotti petroliferi inclusi) è stata affidata all'Autorità, che sta sostenendo questo nuovo impegno senza poter ricorrere ancora a un potenziamento del proprio organico. Nelle prossime settimane ci pronunceremo, positivamente o negativamente, sui primi 23 casi già passati all'analisi di dettaglio.

TUTELA DEI CONSUMATORI

I cambiamenti e le opportunità emergenti con i processi di liberalizzazione esigono anche un parallelo impegno regolatorio affinché i cittadini possano valorizzare, anche nel settore energia, il potere derivante dalla libertà di cambiare fornitore. A questo fine abbiamo cercato di contribuire a rendere le scelte dei consumatori sempre più libere, informate, consapevoli e protette.

In effetti la completa liberalizzazione dei mercati ha indotto, come prevedibile, una crescita consistente delle richieste di informazioni e delle segnalazioni, indirizzate a noi e alle Associazioni consumeristiche. In previsione di tale evoluzione abbiamo attivato lo *Sportello per il consumatore*, dotato di *call-center*, collegamenti internet ed *unità reclami*, affidato alla gestione dall'Acquirente Unico che ringrazio per l'apprezzata collaborazione.

Sempre a sostegno della crescente interlocuzione, abbiamo arricchito il nostro sito con alcuni servizi on-line: il *Trova Offerte*, un motore per il confronto delle varie offerte presenti sul mercato; l'*Atlante dei diritti del consumatore di energia*, strumento consultabile per conoscere e verificare ogni tipo di norma o tutela via via fissata dall'Autorità; il *Pesa consumi*, un simulatore utilizzabile per valutare le varie opportunità di risparmio energetico domestico.

Vale inoltre ricordare l'efficacia dimostrata dal meccanismo dei *certificati bianchi*, che abbiamo attivato nel 2005 per promuovere un uso sempre più efficiente dell'energia; a fronte di incentivi per circa 317 milioni di euro erogati nei primi quattro anni, il costo energetico evitato (nel medesimo periodo) dai consumatori domestici (presso i quali è stata realizzata la maggior parte degli interventi), si può conservativamente stimare dalle 6 alle 15 volte superiore (per ogni unità di energia risparmiata). Al

beneficio diretto come spesa energetica evitata dai consumatori, si aggiungono i benefici di sistema (ambientali, di sicurezza, di sviluppo competitività ed occupazione), nonché una consistente riduzione dei costi per il conseguimento degli obiettivi europei del *Pacchetto clima-energia*.

STRUMENTI DI ASSISTENZA E SOLIDARIETÀ

Ad oggi, sono stati già validati più di 1.400.000 *bonus elettrici* e più di 230.000 *bonus gas*; questi dati sono destinati a crescere sulla base delle domande già ricevute o in via di consegna. Alle famiglie in condizioni di difficoltà, considerando che i due *bonus* (elettrico e gas) sono cumulabili, viene così assicurata una riduzione annuale complessiva in *bolletta* tra 80 e 360 euro (l'esatto valore è determinato in ragione della numerosità del nucleo familiare, del dove e del come viene consumato il gas). I *bonus* possono essere richiesti e rinnovati annualmente con semplice domanda al proprio Comune, dalle famiglie in disagio economico (ISEE, inferiore a € 7.500) o numerose (con oltre tre figli a carico, ISEE fino a € 20.000) o ammalati che utilizzino apparecchiature elettromedicali salvavita.

I *bonus*, efficaci interventi di solidarietà fra consumatori, sono stati promossi anche attraverso campagne di sensibilizzazione per le quali abbiamo potuto contare sulla collaborazione della Presidenza del Consiglio, del Ministero dello Sviluppo Economico, delle Poste italiane e delle Ferrovie dello Stato; per la gestione e la validazione delle domande si è ben distinto l'impegno operativo dell'ANCI, dei suoi Comuni, e quello degli operatori interessati.

Per questa iniziativa, così come per molte altre, abbiamo avuto anche la sensibile attenzione di mezzi di comunicazione e giornalisti.

A tutti, un nostro sentito grazie! Fra gli interventi di solidarietà, possono infine segnalarsi anche le riduzioni tariffarie a favore delle popolazioni colpite dal terremoto in Abruzzo, che abbiamo fissato in attuazione del decreto commissariale di ottobre 2009.

DIALOGO CON LE ASSOCIAZIONI DEI CONSUMATORI

Nel 2009, statorinnovato il *Protocollo di intesa* con il CNCU (Consiglio Nazionale dei Consumatori e Utenti) prevedendo pure campagne di informazione, seminari di aggiornamento e corsi di formazione per *conciliatori*. Sono stati inoltre avviati i primi progetti (approvati dal Ministero dello Sviluppo Economico su proposta dell'Autorità) finanziati, a favore delle Associazioni dei consumatori, con fondi derivanti dalle sanzioni dell'Autorità (per i primi progetti, biennio 2010-2011, è già previsto un impegno di oltre 2,6 milioni di euro).

Il dialogo con le Associazioni dei consumatori si è via via sviluppato con consultazioni e collaborazioni basate anche su: un *forum* periodico; in-

contri trimestrali per presentare e commentare gli aggiornamenti di tariffe e prezzi; gruppi di lavoro e *focus groups* ad integrazione delle varie audizioni.

L'impegno profuso per la tutela dei consumatori comprende anche iniziative congiunte con l'Anti-trust e le nostre attività di vigilanza e controllo che mi accingo a trattare.

VIGILANZA E CONTROLLO

Dal 2004, con la creazione di una apposita Direzione Vigilanza e Controllo, abbiamo rafforzato la funzione di sorveglianza che, nella fase più matura della regolazione, riveste un ruolo essenziale. Per tale funzione l'Autorità si avvale anche del supporto di altri Enti o Istituzioni. Tra queste la Guardia di Finanza con le sue Unità Speciali, impegnate ad assicurarci sempre pronta, professionale e crescente collaborazione; alla Guardia il nostro sentito ringraziamento.

Abbiamo pure potuto contare: sulla piena cooperazione della *Cassa conguaglio per il settore elettrico*, impegnata in delicati aspetti di gestione e controllo per gli *oneri di sistema*; sull'Enea, ente dotato di preziose competenze tecniche; sulla Stazione sperimentale per i combustibili e sul Gestore dei Servizi Energetici. Anche a loro va il nostro ringraziamento.

Con i 116 interventi del 2009, le verifiche ispettive hanno raggiunto (a partire dal 2004) il numero complessivo di 670: di cui 532 effettuate con la Guardia di Finanza e 125 con la Cassa conguaglio per il settore elettrico. A 317 ha partecipato la Stazione sperimentale per i combustibili.

I risultati raggiunti, oltre a rispondere alla crescente esigenza di controllo nei settori regolati, hanno consentito di raccogliere elementi utili per migliorare o innovare la regolazione, ed in alcuni casi hanno portato a prescrizioni o sanzioni.

Appare rilevante segnalare anche alcuni dei benefici diretti, per il cittadino-consumatore, derivanti dagli accertamenti svolti su impianti incentivati (alimentati da fonti rinnovabili o *assimilate* e di cogenerazione): azioni di recupero amministrativo per circa 166 milioni di euro; 82 di questi già a riduzione delle *bollette* (componente tariffaria A3). Gli stessi recuperi produrranno riduzioni degli *oneri generali di sistema* anche nei prossimi anni, per tutta la durata residua dei periodi di incentivazione.

Quanto all'esercizio della funzione sanzionatoria, tesa soprattutto a garantire l'effettivo rispetto delle norme da parte degli operatori, nel periodo 2004 -giugno 2010 sono stati avviati 403 procedimenti e conclusi definitivamente 251. L'ammontare complessivo delle 134 sanzioni irrogate supera i 182 milioni di euro. Di tali fondi l'Autorità non ha mai beneficiato, né ritiene opportuno beneficiare.

Fino al 2008 le sanzioni sono state versate al bilancio dello Stato; successivamente vengono destinate ad un fondo, sempre iscritto al bilancio dello Stato, da utilizzarsi per il finanziamento di progetti a favore dei consumatori.

OPERATIVITÀ E ORGANIZZAZIONE

INTERLOCUZIONI ISTITUZIONALI

A conferma del nostro impegno ed interesse ad una interlocuzione, profonda e continua, con il Parlamento e il Governo, le attività consultive e di segnalazione hanno fatto registrare, dal 2004, un andamento crescente nel tempo: nel solo 2009, 19 pareri, 7 segnalazioni e 4 memorie a supporto di altrettante audizioni parlamentari. Sulla base dell'esperienza maturata in quasi quattordici anni di dialogo istituzionale e considerato l'alto valore di tale dialogo, ci permettiamo di proporre un rafforzamento delle modalità e degli strumenti già previsti, al fine di realizzare un'interlocuzione ancor meglio strutturata. A questo fine, sarebbe auspicabile un'integrazione della disciplina normativa relativa alla "Legge annuale per il mercato e la concorrenza", opportunamente introdotta dal Parlamento con la legge Sviluppo (Legge 99/09); un'integrazione tesa a prevedere esplicitamente che anche le proposte formulate dall'Autorità per l'energia circa i settori di competenza, al pari di quelle dell'Antitrust, siano tenute in considerazione ai fini della predisposizione della stessa *Legge annuale*.

DIALOGO CON GLI STAKEHOLDERS

Uno degli impegni a cui abbiamo dato molto valore, riguarda il continuo dialogo con tutti gli attori di sistema interessati dalla regolazione. Nel 2009 sono stati pubblicati 41 *documenti di consultazione* e sono state avviate 4 procedure di *Analisi di impatto regolatorio* (AIR) riguardanti altrettanti provvedimenti di maggior rilievo. Le *consultazioni*, pur non essendo previste da legge, hanno assunto nel tempo una funzione irrinunciabile, non solo di trasparenza e qualità, ma anche di legittimazione democratica della regolazione, al punto che la loro assenza o incompletezza può costituire un vizio dei provvedimenti.

A conferma dell'attenzione con cui si valutano le analisi e le proposte degli *stakeholders*, ogni anno organizziamo anche una *consultazione generale* sui temi trattati con la *Relazione annuale* e sul nostro *Piano triennale*, che da sei anni rendiamo pubblico con la prima delibera di ogni gennaio.

Durante questi anni il nostro sistema di consultazione ha potuto beneficiare di una allargata ed intensa partecipazione di consumatori, di operatori e delle loro Associazioni; con vivo piacere ne diamo atto.

Considerata la consistente e necessaria produzione provvedimentoale, abbiamo ritenuto giusto

affiancare ad essa una specifica attività di semplificazione: vengono infatti pubblicati *Testi unici* ed il nostro *Nucleo semplificazione* ha permesso di individuare ben 800 provvedimenti non più produttivi di effetti. Naturalmente il *Nucleo semplificazione* continuerà ad operare.

CONTENZIOSO E STABILITÀ DELLA REGOLAZIONE

Le decisioni dei Giudici Amministrativi sui nostri provvedimenti costituiscono, come ricordato in occasione di ogni Relazione, non solo un elemento centrale della nostra *accountability* ma anche un fattore di estrema rilevanza per l'efficace perseguimento dei fini istituzionali. Abbiamo sempre guardato con molta attenzione al sindacato giurisdizionale, nella consapevolezza che esso può costituire un importante strumento di perfezionamento della nostra capacità di intervento. Infatti, la robustezza dell'impianto regolatorio viene vieppiù consolidata e confermata dal vaglio giurisdizionale, facilitando così l'imprescindibile obiettivo di completare e affinare un quadro regolatorio che offra pure caratteristiche di stabilità, coerenza e affidabilità.

Nell'arco del settennato, si è dimezzata la percentuale di delibere impugnate sul totale delle emesse (da 13,4%, nel 2004, a 6,6% nel 2009). Ammonta all'1,4% il numero delle delibere definitivamente annullate sul totale delle delibere adottate tra il 2004 e il 2010 (tasso di resistenza del 98,6%). Desidero ringraziare l'Avvocatura dello Stato per l'accurata ed efficace assistenza, in ogni fase del contenzioso affrontato.

GESTIONE

Circa gli aspetti gestionali, è stata consolidata la prassi di dare piena pubblicità ad atti ed azioni (Piano triennale, Piani operativi annuali, Relazione di accompagnamento al rendiconto, informazioni su consulenze e gare d'appalto, ecc.).

La nostra struttura organizzativa, con opportuni interventi per una flessibile evoluzione, ha assunto negli anni un impianto consolidato in senso funzionale, privilegiando una logica di *convergenza* fra settori elettricità e gas, secondo le pratiche internazionali più avanzate.

Con il 2009 si è concluso un intenso programma di reclutamento avviato per completare la dotazione organica di ruolo prevista per legge. L'azione di reclutamento ha portato a un incremento, lungo il settennato, delle risorse umane disponibili, nonostante un significativo *turn over* con passaggi ad altre Istituzioni od operatori di settore, che, pur per noi problematico, dimostra comunque apprezzamento per la nostra formazione interna. In effetti, per lo sviluppo qualitativo delle nostre risorse umane, continua l'investimento significativo in attività di formazione ed aggiornamento che, nel 2009, ha coinvolto più del 75% del personale.

Nel 2009 è stata avviata la prima applicazione di un innovato sistema di progressioni di carriera e di riconoscimento dei risultati basato, ancor più che in passato, su criteri meritocratici; frutto anch'esso, come altri provvedimenti, di un continuo confronto con le Organizzazioni Sindacali, alle quali rivolgo un caldo saluto.

Circa la dotazione organica complessiva (fissata per legge), merita segnalare che essa è rimasta invariata dal 2004, nonostante sia intervenuta una pluralità di disposizioni normative che hanno affidato nuovi e maggiori compiti all'Autorità. Conseguentemente abbiamo più volte proposto una norma che ci consenta un potenziamento, sempre senza alcun aggravio né per il bilancio dello Stato né per operatori e consumatori; confidiamo che tale proposta sia accolta, anche in considerazione del citato *Terzo Pacchetto europeo* che, prevedendo ulteriori impegni per i Regolatori nazionali, chiede per essi adeguatezza di risorse ed autonomia. In questo senso fidiamo pure che nell'ambito dell'*iter* parlamentare in corso per la *mano vra* finanziaria (decreto legge 31 maggio 2010, n. 78) sia tenuta in conto anche la nostra *Segnalazione* a Parlamento e Governo (del 25 giugno 2010). Con essa abbiamo dichiarato di ben comprendere e di voler certamente condividere lo sforzo economico richiesto a tutte le Istituzioni; allo stesso tempo abbiamo evidenziato la criticità di alcune misure che potrebbero condizionare negativamente la nostra capacità di assicurare adeguatamente i compiti istituzionali assegnati; abbiamo quindi avanzato anche una proposta che assicurerebbe un nostro contributo economico, al bilancio dello Stato, del tutto equivalente a quello richiestoci, ma con una soluzione più coerente con l'indipendenza, l'autonomia economico-organizzativa e l'operatività dell'Autorità. Vale in ogni caso ricordare: che, da quest'anno, siamo già stati chiamati a finanziare altre Autorità; che provvediamo al nostro funzionamento senza gravare sul bilancio dello Stato, grazie a un sistema di totale autofinanziamento basato sul contributo (fissato per legge) degli operatori del settore. Tale contributo è stato limitato (già da alcuni anni e grazie ai continui efficientamenti interni) allo 0,3 per mille dei ricavi degli operatori, ancora ben al di sotto dell'1 per mille previsto dalla legge. Questo autofinanziamento sostiene una gestione economico-finanziaria sottoposta anche al controllo puntuale di un qualificato *Collegio dei Revisori dei Conti*, a cui rivolgo un grato saluto.

IMPEGNO INTERNAZIONALE

Durante tutto il mandato e grazie alle valide promesse poste dai nostri predecessori, ai quali va un affettuoso saluto, abbiamo intensificato la necessaria collaborazione internazionale con altri Regolatori od Istituzioni competenti per regolazioni o controlli di comune responsabilità. In questo sen-

so e selezionando le iniziative secondo una scala di priorità coerente con gli interessi nazionali ed europei, ci siamo impegnati a livello:

- UE, per le attività del *Consiglio europeo dei regolatori nazionali* (CEER) e per l'attivazione della nuova *Agenzia europea dei Regolatori dell'energia* (ACER), alla cui direzione va un italiano che ha operato nell'ambito della nostra Autorità;
- Sud-Est Europa, per il *Board dei Regolatori* istituito con il Trattato di Atene del 2005;
- Mediterraneo, per fondare e guidare l'Associazione dei Regolatori di bacino (MEDREG), il cui Segretariato permanente è stato affidato alla nostra Autorità.

A tali attività si sono aggiunte: la gestione di *gemellaggi* finanziati dalla UE per la Turchia e l'Ucraina, snodi importanti per il nostro sistema energetico; la costituzione della *Confederazione mondiale dei Regolatori* (ICER), sulla base di quanto stabilito durante l'ultimo G8 di Roma e per assicurare anche il contributo dei Regolatori alla cooperazione internazionale di sostegno ad accordi allargati di *governance* post crisi.

Ora, giunto alla conclusione di questa mia ultima presentazione annuale e per i *titoli di coda* di un intero mandato, sento forte di dover esprimere, anche a nome del collega Fanelli, sentita gratitudine alle Istituzioni Parlamentari e di Governo, che ci hanno affidato e facilitato una responsabilità avvincente: il dovere di guidare "*in piena autonomia e con indipendenza di giudizio e valutazione*" (legge 481/95) una alta Istituzione dello Stato, un'Autorità indipendente per un settore, quello energetico, che tanto rileva nello sviluppo della qualità della vita di tutti i nostri concittadini.

I nostri sentimenti di gratitudine vanno pure al nostro Personale: al Segretario Generale, al Direttore Generale, ai Direttori, ai Responsabili di Unità, alle nostre collaboratrici ed ai nostri collaboratori tutti, per la professionalità e la dedizione sempre profuse. Un sentito ringraziamento anche al Garante del nostro Codice Etico, al CNEL e ai Colleghi delle altre Autorità, con le quali abbiamo in atto valide e fattive forme di collaborazione.

Infine, mi siano concesse due ultime espressioni, squisitamente personali. La prima: un riconoscente ed affettuoso apprezzamento per la splendida collaborazione regalatami, sempre con passione, generosità, lealtà e sapienza, dal mio collega Fanelli, l'amico Tullio. La seconda, una confessione: esser stato chiamato a tutelare i consumatori, a promuovere una sana competizione per maggior competitività di sistema, a servire il mio Paese per regolare e controllare nell'accezione einaudiana dell'economia liberale, è stato ed è, per me, una piacevole sintonia culturale e professionale, una bellissima esperienza umana e un grande onore.

Il diritto dell'energia nucleare



DI **LUDOVICO BIANCHI**

Il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) e l'Università di Roma Tre, con il patrocinio del Ministero dello Sviluppo Economico, hanno istituito la Conferenza annuale di diritto dell'energia.

Negli ultimi decenni il tema dell'energia si è imposto con sempre maggiore intensità nell'agenda delle istituzioni internazionali quale elemento focale negli equilibri politici, sociali e industriali di rilievo globale. Al tempo stesso il dibattito svolto dalla comunità scientifica, specie in ambito giuridico ed economico, si è arricchito di una molteplicità di contributi che hanno evidenziato l'eterogeneità degli interessi coinvolti in questa materia.

In tale contesto si è collocata la Conferenza di diritto dell'energia che, quest'anno, visti anche i recenti orientamenti del Governo e la centralità del tema, è dedicata all'energia nucleare. In particolare la Conferenza, proponendosi come occasione di incontro tra operatori ed esperti del settore energetico, ha voluto approfondire gli aspetti giuridici di maggiore rilevanza di carattere internazionale, comunitario e nazionale relativi all'energia nucleare.

La prima giornata del 28 è stata riservata agli interventi del mondo giuridico e accademico e ha avuto a oggetto, tra gli altri, questi temi: i vincoli inter-

nazionali e l'approccio europeo al nucleare; la natura e le competenze dell'Agenzia per la sicurezza nucleare; le procedure di autorizzazione, la localizzazione delle centrali e le misure compensative, il regime della responsabilità civile per l'attività nucleare e la relativa disciplina tributaria. Il secondo giorno, invece, sono state protagoniste le imprese dell'energia, con una tavola rotonda sulle prospettive e le opportunità nel mercato dell'energia nucleare che è stata preceduta dagli interventi del Presidente dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, Antonio Catricalà, e del Presidente dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, Alessandro Ortis.

I lavori sono stati conclusi dal sottosegretario del Ministero dello Sviluppo Economico On. Stefano Saglia.

CATRICALÀ, IL NUCLEARE PER ESSERE COMPETITIVI

“Il nucleare è il solo mezzo per essere indipendenti dalle importazioni”. È un forte e deciso sì all'atomo quello espresso da Antonio Catricalà, presidente dell'Antitrust, nel suo intervento al Convegno: “lo sviluppo del nucleare in Italia rappresenta un'importante opportunità per la diversificazione del-

le fonti e una spinta competitiva, in quanto può favorire l'ampliamento della platea degli operanti nel mercato della generazione elettrica". A tale proposito per il presidente dell'Authority "è sempre più urgente che i governi dell'Unione si decidano a realizzare un mercato effettivamente integrato e politiche energetiche coerenti con l'interesse della Ue".

Catricalà ha poi sottolineato l'urgenza di "riprendere la dimensione della progettualità del futuro e non restare inerti di fronte alle prospettive di declino", sottolineando che un sistema industriale legato al nucleare richiede che non ci sia incertezza normativa ma che "solo un quadro chiaro e stabile delle regole consente la nascita e lo sviluppo di industrie come il nucleare ad elevati costi fissi e ritorni spostati nel futuro non prossimo".

Il presidente dell'Authority ha avvertito che "è evidente che la costruzione di una centrale di fatto coinvolge gli interessi di tutti i livelli di governo, ma l'ordinamento generale deve essere in grado di prevedere una graduazione tra gli interessi delle comunità minori e quella nazionale e i criteri per risolvere gli eventuali conflitti, in nome dell'interesse generale della Repubblica. L'attuale testo della Costituzione assegna alla competenza ripartita Stato-Regioni la produzione, il trasporto e la distribuzione nazionale dell'energia. Ciò significa che allo Stato spetta la definizione dei principi fondamentali: tra questi, a nostro avviso, rientra la scelta se consentire nel Paese l'industria nucleare".

Per quanto riguarda gli investimenti, Catricalà indica che "nel settore sono spesso troppo ingenti perché singoli attori economici ne assumano da soli il rischio" per cui "forme associative sottoforma di joint-venture cooperative o forme consortili tra produttori e consumatori potrebbero rappresentare possibili soluzioni a questo problema". In questo quadro "si inserisce il progetto di joint venture tra Enel e Edf". Ma se una cooperazione "può essere necessaria", ha aggiunto Catricalà, deve però "esse-



Antonio Catricalà, Presidente dell'Authority garante per la concorrenza e il mercato.

re tale da non pregiudicare il livello di concorrenzialità dei mercati". Bisogna poi garantire "procedure amministrative adeguate", evitare di ricadere nella "prassi di gestioni emergenziali". Per Catricalà bisogna dunque evitare incertezze e frammentazioni su iter e quadro delle norme (c'è il nodo delle Regioni che hanno sollevato questioni di legittimità costituzionale, che sarà sciolto dalla Corte Costituzionale): è necessario "tenere nel debito conto gli interessi delle comunità locali" ma "sarà lecito prevedere meccanismi di superamento dei veti". Occorre dunque "elaborare un processo decisionale coerente che tenga conto di tutti gli interessi rilevanti, di tutti gli attori pubblici e privati implicati e che giunga alla decisione in tempi ragionevoli".

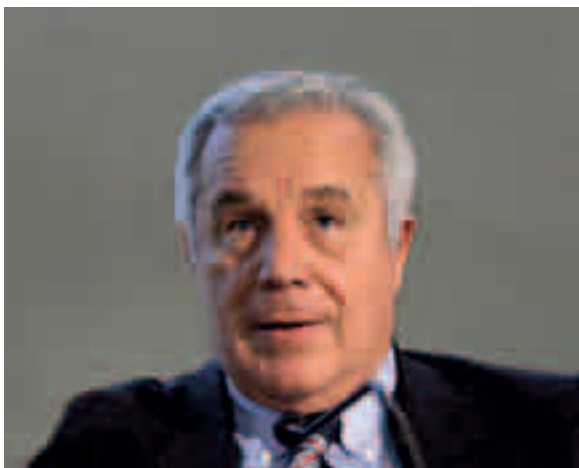
In questo senso, per Catricalà "è da condividere l'opzione di fondo di lasciare alle stesse imprese la scelta di individuare i siti da destinare agli impianti" ed è anche "condivisibile" che "sia stato individuato un soggetto - il ministero dello Sviluppo economico - come responsabile principale delle varie procedure che concorrono alla disciplina della localizzazione degli impianti e alla loro autorizzazione". Mentre "si poteva forse attribuire un ruolo più incisivo all'Agenzia della Sicurezza". Quanto alle "questioni di legittimità costituzionale" sollevate da alcune Regioni, ha proseguito il presidente dell'Autorità, "è uno degli aspetti più delicati" perché "non è irrealistico affermare che la tenuta della disciplina sul punto, in sede di contenzioso, è condizione pregiudiziale per il concreto sviluppo del nucleare in Italia". E di conseguenza, ha evidenziato il presidente dell'Antitrust, "è facile prevedere l'arresto del processo di riattivazione dell'industria nucleare a causa del manifestarsi della nota sindrome del NIMBY". Per questo "l'ordinamento deve essere in grado di prevedere una graduazione tra gli interessi delle comunità minori e quella nazionale e i criteri per risolvere gli eventuali conflitti, in nome dell'interesse generale". Tenendo "nel debito conto gli interessi delle comunità locali" ma prevedendo "meccanismi di superamento dei veti locali". Comunque "spetterà alla Corte Costituzionale sciogliere il nodo" ma in ogni caso "l'importante, dal punto di vista delle efficienze dei mercati e degli incentivi a investire, è risolvere le incertezze normative". Nell'equilibrio delle competenze tra Stato e Regioni, ha concluso Catricalà, una "frammentazione normativa dei mercati" sarebbe "un ostacolo serio allo sviluppo delle attività economiche".

Infine il presidente dell'Authority si sofferma sulla questione del prezzo dei carburanti. Ricordando le questioni sollevate dal Protocollo siglato lo scorso 21 aprile al ministero dello Sviluppo economico, Catricalà dichiara "l'apprezzamento generale sull'accordo che riprende molte nostre segnalazioni. Vedere tutto per iscritto ci ha dato soddisfazione". Il protocollo prevedeva infatti i seguenti punti: defi-

nizione settimanale dei prezzi dei carburanti; maggiore flessibilità degli orari dei distributori; razionalizzazione della rete di distribuzione; ampliamento dei self service e dei pre-pay; razionalizzazione dello stoccaggio e della distribuzione all'ingrosso dei carburanti.

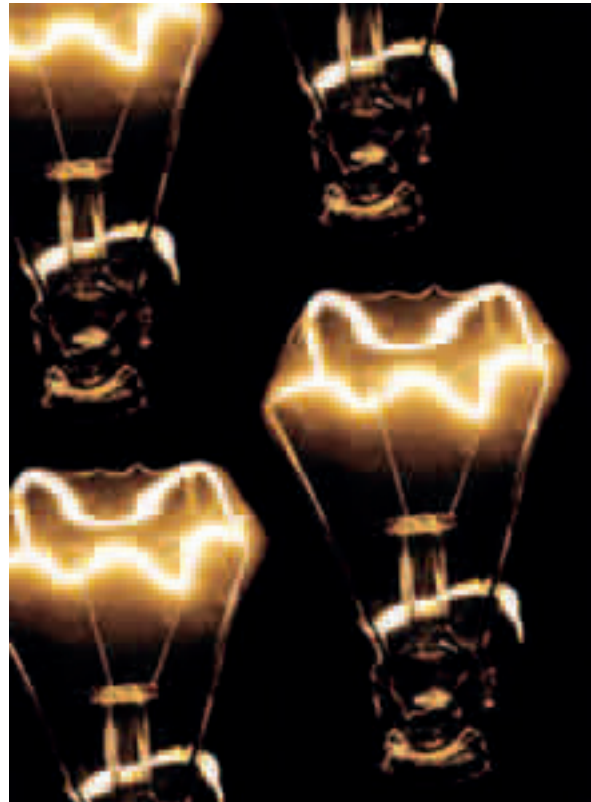
Per Catricalà, al primo esame, "l'unico aspetto critico poteva essere il prezzo settimanale, perchè l'Antitrust vuole prezzi liberi. Ma visto che non è stato stabilito il giorno in cui i distributori decidono la variazione del prezzo ci siamo tranquillizzati. Inoltre - aggiunge Catricalà - non è detto che se salta quel giorno salta la possibilità dell'aumento". Insomma i sette giorni possono diventare otto, dieci, quattordici, quindici. Il fatto che non ci sia un giorno prestabilito dovrebbe fare in modo che la concorrenza non ne risenta e che i consumatori possano avere garanzie sulla trasparenza dei prezzi e verificare qual è il distributore più conveniente. Dunque, per l'Autorità, "c'è una diversificazione politica degli aumenti. La concorrenza non dovrebbe risentirne e ci sono vantaggi per i consumatori sotto il profilo della trasparenza, visto che i consumatori "possono verificare il distributore che fa il prezzo più conveniente". Catricalà sottolinea comunque che l'Antitrust "non abbasserà la guardia: se ci dovesse essere restrizione della concorrenza noi interverremo. Ma messa così", la variazione settimanale dei prezzi della benzina, "fa bene ai consumatori".

**L'ALLARME DI ORTIS:
SENZA L'ATOMO BOLLETTE SEMPRE "VOLATILI"**



Alessandro Ortis, Presidente dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

"In assenza di nucleare e con un utilizzo scarso del carbone e limitato delle fonti rinnovabili competitive, le bollette restano esposte alla volatilità dei prezzi internazionali degli stessi idrocarburi". È il pensiero espresso dal presidente dell'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas nel suo intervento. "L'Ita-



lia - ha ricordato Alessandro Ortis - è un Paese fortemente dipendente dalle importazioni energetiche e, purtroppo, produce oltre la metà dell'energia elettrica con costosi idrocarburi. Occorre dunque giocare su tutti i tasti per arrivare a un mix meno petrolio dipendente, mentre dobbiamo comunque puntare su approvvigionamenti di gas sempre più affidabili, diversificati e convenienti; su nuovi investimenti nelle infrastrutture".

Ortis ha sottolineato che "queste scelte riguardano politiche energetico-ambientali" e l'Authority è pronta ad "accompagnare le decisioni che verranno prese a livello politico istituzionale con i provvedimenti di nostra competenza". In questa prospettiva, ha puntualizzato, "si collocano le iniziative dell'Autorità a sostegno dello sviluppo delle reti e di prodotti di mercato, come i contratti di lungo termine per l'energia elettrica, adatti a impianti energetici che richiedano significativi impegni finanziari e tempi lunghi di ritorno quali ad esempio - ha concluso Ortis - impianti di tipo nucleare, a fonti rinnovabili o a carbone con sistemi di cattura e smaltimento della Co2".

**CONTI (ENEL):
FRA UN ANNO L'INDICAZIONE DEI SITI NUCLEARI,
ENTRO IL 2020 LA PRIMA CENTRALE**

"Noi abbiamo a cuore il Paese e la sua modernizzazione e il nucleare è parte della soluzione del problema di avere energia abbondante, a basso costo e amica dell'ambiente". È il messaggio alla base



Fulvio Conti, Amministratore Delegato di Enel.

dell'intervento di Fulvio Conti, Amministratore Delegato di Enel. La domanda che si pone l'ad è essere "nuclearisti inconsapevoli" o "protagonisti attivi". È questa la scelta che oggi devono fare gli italiani a 23 anni dal no al nucleare. Per Conti questo è uno dei punti su cui si gioca la sfida del ritorno all'atomo in Italia. L'Italia è l'unico Paese del G8 senza nucleare eppure "il 14% dell'energia che utilizziamo nella vita quotidiana - ha detto l'AD di Enel - è già nucleare": insomma "è rimasta nucleare anche senza saperlo". Ed il fatto che poco oltre i nostri confini siano operativi 26 reattori da cui acquistiamo energia non fa altro che confermare la situazione: siamo "nuclearisti inconsapevoli", ma possiamo diventare "protagonisti attivi". Perché tornare al nucleare? Per esempio perché "aiuta a risolvere il tema del cambiamento climatico", ha affermato Conti. E poi perché, guar-

dando all'esperienza dei Paesi più vicini che non hanno mai abbandonato il nucleare, "si vede che riduce il costo dell'energia per cittadini e imprese".

I 23 anni di buio sul nucleare patiti dall'Italia, oggi si pagano non solo per i limiti in cui è stato costretto il sistema energia del Paese. Bisogna fare i conti con una preclusione ideologica che non permette di comprendere a pieno cosa significhi tornare all'atomo oggi. Conti ha spiegato che la tecnologia del nucleare per Enel "non è antagonista alle altre fonti di energia, ma complementare", serve per far fronte alla sempre crescente domanda, permettendo "un utilizzo più intelligente delle risorse gas". "Serve un mix combinato tra tecnologie", che comporta "più efficienza", "maggiore rispetto dell'ambiente ed eco-compatibilità". A favore gioca anche la "diversificazione geopolitica dell'approvvigionamento". L'uranio destinato alle future centrali italiane viene da Paesi come Australia e Canada, fornitori diversi da quelli a cui ci rivolgiamo per le materie prime. Questa diversificazione interviene sulla volatilità che caratterizza i prezzi dell'energia e riequilibra lo sbilanciamento attuale verso fonti più costose, come gas naturale e petrolio. "Le emissioni di CO2 con il nucleare si abbattano in maniera quasi totale". Conti ha quantificato i vantaggi dell'impatto ambientale spiegando che "se producessimo 100 TWh all'anno di energia elettrica con tecnologia nucleare, eviteremo l'immissione in atmosfera di 35 milioni di tonnellate di CO2 all'anno".

E la sicurezza del nucleare? Conti cita un dato: "i reattori nucleari nel mondo hanno ad oggi accumulato oltre 14mila anni di esperienza di esercizio". A tanto assommano infatti le ore di esercizio operativo degli impianti nucleari nel mondo. A questa informazione si aggiungono le garanzie offerte dalla tecnologia «European pressurized water reactor» (Epr): maggior efficienza, maggior sicurezza operativa".

La scelta del governo italiano di riprendere con decisione il tema del nucleare offre ora l'occasione all'Italia di riallinearsi con i Paesi vicini. Conti ha citato i due esempi di Germania e Francia. Per Berlino l'atomo rappresenta circa il 25% del totale, per Parigi addirittura il 77%. L'Italia prevede una strada all'insegna del "mix energetico": 25% nucleare, 25% rinnovabili e 50% gas e carbone. L'amministratore delegato di Enel ha poi ribadito ancora una volta che "il costo del nucleare sostanzialmente è allineato al carbone ma è molto meno costoso rispetto ad altre forme utilizzate per la produzione di energia. Con le tecnologie esistenti è meno costoso di gas, petrolio o rinnovabili".

Enel si propone per produrre la metà della quota di energia nucleare prevista dal governo. E "non chiede incentivi, ma la possibilità di un mercato di lungo termine per dare visibilità ai vantaggi del nu-





clear e per render visibile agli investitori la finanziabilità del progetto". Questo perché "costa molto costruire un impianto nucleare ma costa poco per esercirlo".

Tornare al nucleare per l'Italia non vorrà dire solo un sistema energetico più equilibrato e al passo con gli sviluppi dello scenario internazionale. Già in questo momento "molte aziende italiane lavorano nel settore", per esempio "in Francia e in Slovacchia, noi abbiamo già fatto un accordo per avere forme di collaborazioni specifiche con grandi imprese come Ansaldo Finmeccanica e TechInt". E anche "l'intesa con la Russia si inserisce in questo piano, in particolare "per lo sviluppo di sistemi intelligenti delle reti". In più "abbiamo organizzato incontri specifici con il sistema industriale attraverso Confindustria e continueremo a farlo con tutte le organizzazioni territoriali: già 500 imprese sono pronte a prepararsi a questa grande sfida". E proprio sul coinvolgimento del sistema imprese italiano Conti si è soffermato a tracciare lo scenario che si apre in Italia con il nucleare anche sul fronte occupazionale. Ritornare all'atomo, infatti, non è solo "un'occasione di sviluppo", è anche "un'opportunità per il lavoro". "Una centrale nucleare in Italia - ha detto - richiederà dalle 2.500 alle 3.000 persone sul cantiere più tanti altri italiani coinvolti per le diverse competenze". "Noi abbiamo intenzione di fare almeno quattro reattori, quindi c'è occasione di lavoro e di sviluppo della tecnologia", ha aggiunto Conti. E anche il fronte imprenditoriale avrà ampio spazio. "Abbiamo fatto un accordo in Francia - ha ricordato l'ad - per avere collaborazioni specifiche sulle centrali nucleari con grandi aziende italiane ad esempio con Finmeccanica Ansaldo e con Techint e altre che verranno. Abbiamo

fatto incontri specifici con il sistema industriale, ad esempio con Confindustria, a cui hanno partecipato quasi 500 imprese e continueremo a farlo con tutte le organizzazioni territoriali del sistema industriale italiano per prepararli a questa sfida".

"Fra un anno eventualmente saremo in grado di fornire le indicazioni su eventuali proposte sui siti" mentre "nel 2018-2019-2020 avremo le prime centrali". È l'impegno che prende Conti, spiegando i tempi e le modalità del piano nucleare della società che guida. "Dobbiamo attendere la formazione dell'Agenzia per la sicurezza sul nucleare che il governo - ha proseguito Conti - si è impegnato a fare nelle prossime settimane e a sua volta dovrà emanare delle disposizioni di tipo tecnico per dare a noi operatori la possibilità di individuare questi nuovi siti". Da qui il richiamo alla responsabilità degli enti locali: "alcuni presidenti di Regione hanno firmato il programma di governo», dove si parla di un ritorno al nucleare, quindi "mi aspetto - incalza Conti - che siano ragionevoli nel mantenere fede a questo impegno. Ciò che conta dire in questo momento, chiosa Conti, è che il nucleare rappresenta "un'occasione unica che va sfruttata adesso e non nel futuro".

GSE. NUCLEARE E RINNOVABILI DUE LEVE STRATEGICHE



Nando Pasquali,
Amministratore delegato
del Gestore dei Servizi
Energetici (GSE).

"La produzione elettronucleare e lo sviluppo delle fonti rinnovabili rappresentano due leve strategiche - non contrapposte - che il Paese dovrà necessariamente utilizzare nei prossimi decenni". Lo ha dichiarato Nando Pasquali, amministratore delegato del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) alla tavola rotonda dedicata alle imprese nell'ambito dei lavori della Conferenza.

"Osservando i nostri competitori internazionali non esiste Paese con una consistente industria nucleare che non abbia anche una diffusa presenza di imprese tecnologicamente avanzate nei settori che fanno riferimento alla protezione dell'ambiente", ha continuato Pasquali. "L'inserimento della produzione elettronucleare nel sistema energetico italiano richiederà probabilmente, nel futuro, l'approntamento di strumenti che ne facilitino l'integrazione con il mercato liberalizzato, proprio come oggi accade per l'energia da fonti rinnovabili".

“Il GSE, con le sue controllate, se richiesto dalle Istituzioni, è pronto a mettere a disposizione le proprie competenze - come già attualmente svolge a sostegno delle rinnovabili - per accompagnare il rientro e la permanenza della produzione elettronucleare nel Paese”. Per Pasquali “l’inserimento della produzione elettronucleare nel sistema energetico italiano richiederà probabilmente nel futuro l’approntamento di strumenti che ne facilitino l’integrazione con il mercato liberalizzato proprio come oggi accade per l’energia da fonti rinnovabili”.

LE IMPRESE: NUCLEARE “DRIVER DI CRESCITA E OCCUPAZIONE”

L’atomo come carta da giocare per ridurre i costi energetici ma anche come occasione di crescita e creazione di posti di lavoro: le principali imprese del settore sono pronte ad investire nel progetto nucleare.

Convinto che il nucleare sia “un’occasione” è pure il direttore generale di Confindustria, Giampaolo Galli, anche lui ospite dell’iniziativa del GSE, che vede nell’atomo un “driver di crescita e occupazione” con “ricadute molto importanti per tutta l’economia italiana”. Tra l’altro, “la scelta di tornare al nucleare - ha aggiunto Galli - è motivata dai costi altissimi dell’energia in Italia”. In questo senso “il confronto con gli altri Paesi, anche della Ue, è impietoso e inaccettabile”. Per arrivare recuperare almeno parte del gap “l’obiettivo è coprire il 25% di fabbisogno energetico nazionale attraverso l’energia nucleare: a questo obiettivo corrispondono 30 miliardi di investimenti che comportano molto lavoro per molte imprese”.

A oggi, ha ricordato il dg di viale dell’Astronomia, “ci sono tantissime imprese interessate al nucleare, come Confindustria abbiamo già coinvolto 500 imprese nello studio della tecnologia”. Galli ha quindi auspicato “un sistema di regole capace di durare nel tempo” come “condizione imprescindibile” per portare avanti il progetto in Italia. Ma prima di investire queste risorse le imprese vogliono avere certezze sulle regole del gioco. Al contrario, “gli ultimi pasticci su Mud e Co2 nuovi entranti - dice Galli - fanno traballare sempre di più la fiducia degli operatori sui decision maker”.

Positiva, per le imprese, l’intenzione del Governo di stanziare soldi per le aziende che parteciperanno al progetto. Perché se Conti (Enel), come produttore, non vuole incentivi, all’industria manifatturiera italiana invece servono per superare il divario tecnologico che le separa dalle imprese degli altri Paesi per essere usciti dall’atomo dopo Cernobyl. A sostenerlo l’a.d. di Ansaldo Nucleare, Roberto Adinolfi, che spiega come questi incentivi potrebbero tradursi in defiscalizzazione degli oneri di certifi-

cazione o in finanziamenti agevolati per gli investimenti a lungo termine.

Che il piano nucleare italiano sia un’occasione per tutti ne sono convinti: dal presidente di Edf Italia, Bruno D’Onghia, al vice presidente Business Development di Areva, Marco Graziano. Quest’ultimo ha evidenziato che comunque Areva cerca partner forti e non Paese per Paese, come fatto con Ansaldo e Techint. Anche per E.On Italia il ritorno al nucleare è un’importante opportunità per il Paese a cui l’azienda può contribuire, forte della sua esperienza internazionale. A dichiararlo è l’a.d. Klaus Schaefer che elenca 5 punti essenziali per attrarre nuovi investitori: consenso pubblico, quadro normativo stabile, concorrenza tra le tecnologie, concorrenza sui siti, sviluppo del modello consortile. E, a proposito dei siti, il manager ha sottolineato che l’impianto normativo predisposto dal Governo non contempla l’ipotesi che due aziende possano indicare la stessa localizzazione per una centrale nucleare. Se ci accadesse, suggerisce Schaefer, si potrebbe ricorrere alle aste, come avviene in Gran Bretagna. In questo modo, osserva, si potrebbero reperire anche risorse da utilizzare, per esempio, per il funzionamento dell’Agenzia per la sicurezza nucleare. Infine pure il gestore delle rete elettrica nazionale, Terna, come ha confermato l’a.d. Flavio Cattaneo, “farà la sua parte”, fermo restando che “prima è necessario conoscere i siti dove saranno costruite” e quindi capire “se si potranno utilizzare reti già esistenti o se bisognerà realizzarne di nuove”.

GOVERNO: RISORSE ALLE IMPRESE CHE INTENDONO PARTECIPARE AL PROGRAMMA NUCLEARE

Il Governo sta lavorando al grande ritorno del nucleare in Italia. È in campo “l’ipotesi di stanziare risorse per le imprese che intendono partecipare al programma nucleare nazionale”. Lo ha annunciato il sottosegretario allo Sviluppo economico, Stefano Saglia, L’esecutivo, ha spiegato Saglia, sta studiando il programma nucleare britannico che “è simile a quello italiano” e dove il premier Gordon Brown “ha destinato 100 milioni alle aziende” interessate.

Quanto all’istituzione dell’Agenzia per la sicurezza sul nucleare, l’authority indipendente che sovrintenderà di fatto all’intero apparato di vigilanza sulla nuova fonte energetica del nostro Paese, il sottosegretario ha sottolineato che con la firma di Berlusconi al decreto per l’approvazione dello statuto “l’Agenzia può essere considerata una realtà”. Con essa gli operatori potranno proporre i siti per la realizzazione degli impianti e presentare i progetti per le relative autorizzazioni. Ora però, ha concluso Saglia, “bisogna convincere le regioni che il nucleare è un’opportunità e non una jattura”.

Forte aumento della domanda di energia elettrica

DI CLAUDIO DE SANTIS

La tematica dell'energia prodotta da fonte nucleare è presente da sempre nelle discussioni della società italiana, infatti, ha fatto, e fa ancora discutere, dividendo pertanto la politica e l'opinione pubblica fra favorevoli e contrari.

Opportuno evidenziare che l'aumento della domanda mondiale di energia ci impone una seria ed attenta analisi dello scenario attuale. Le organizzazioni certificate nel settore prevedono infatti il triplicarsi di energia elettrica richiesta nel 2050. Oggi si parla di impianti di IV generazione, mentre quelli attualmente operativi sono di III generazione. Il 2015 potrebbe essere l'anno in cui dovrebbero essere disponibili i nuovi reattori denominati Small Modular Reactor (SMR), reattori con potenza fortemente ridotta a quelli di III generazione.

I nuovi reattori, denominati EPR e AP 1000, sono facilmente realizzabili e anche appetibili sotto il profilo dei costi di realizzazione, inoltre hanno anche un buon profilo di sicurezza. Per quanto riguarda invece gli impianti di IV generazione, questi potrebbero essere disponibili a partire dal decennio 2040-2050. Questi impianti sono al momento in fase di valutazione e sperimentazione. Nel 2000 è stato creato il Generation IV International Forum (GIT), l'unione di ben 10 Paesi che hanno tracciato linee guida su questi nuovi impianti. L'utilizzo del combustibile avrà una notazione di sostenibilità e razionalità e

porterà alla conseguente riduzione delle scorie radioattive. I bassi costi degli impianti portano quindi ad un marcato vantaggio in termini economico-finanziario, inoltre, un fattore molto sentito come quello della sicurezza nei sistemi di IV generazione punta ad una forte protezione del cosiddetto "nocciolo", la parte più importante dell'impianto.

L'attualità ha portato anche il GIT ad evidenziare il tema della resistenza di questi impianti e la relativa protezione contro eventuali attacchi di natura terroristica. L'Italia, come avviene anche per altri paesi europei, contribuisce allo sviluppo di reattori di IV generazione e da circa due anni, il nostro Paese segue un programma finanziato dal Ministero dello Sviluppo Economico. A seguito di queste premesse, emerge un quadro di un settore in continuo fermento, a causa anche dello spettro della futura scarsità di risorse energetiche non rinnovabili.

La domanda energetica continua a crescere ogni giorno a causa della richiesta di paesi in fase di forte sviluppo economico, ed è quindi chiaro che la demagogia dovrà necessariamente lasciare spazio ad uno sviluppo razionale e ragionevole di energia sicura e controllata quale quella nucleare.

Oltre al nucleare di IV generazione è opportuno porre in evidenza il progetto INPRO (International Project On Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles) che ha come obiettivo il fornire energia nucleare atto a soddisfare pienamente il fabbisogno energetico di ogni giorno.

Si tratta di un interessante progetto di rilevanza internazionale che coinvolge moltissimi paesi, tra i quali, Stati Uniti, Cina, Francia, Germania, Russia e chiaramente il nostro Paese, mediante l'utilizzo di contributi della Commissione Europea. Come già evidenziato, i costi per la costruzione di una centrale nucleare sono fondamentali.

Parlando di numeri possiamo dire che il costo medio di una centrale è di circa 2500-3000 euro/kW elettrico installato, tradotto, significa che il costo per una centrale da 1000 MWe elettrico è di 3 miliardi di euro approssimativi. I tempi di realizzazione sono di circa 50 mesi, variabili poiché sono necessarie autorizzazioni per la costruzione e la messa in opera della centrale. Queste differenze sono lampanti spesso da nazione a nazione. Il governo inglese, per fare un esempio concreto, ha annunciato nel 2008 l'inizio dei lavori per la costruzione di ben 8 centrali nucleari di tipo III. Il primo impianto dovrebbe entrare in funzione nel periodo 2017-2018.

Per ciò che riguarda l'Italia, con l'approvazione della Legge 99 del 23 luglio 2009, e con il relativo Decreto Attuativo art. 25 della stessa legge approvato nel 2010, prevede la messa in funzione della prima centrale di III generazione nel 2020. Autorevoli studi internazionali affermano che l'energia nucleare, messa a confronto con molte altre di natura rinnovabile, risulta quella meno pericolosa, dando quindi parità di dignità, sul piano dell'efficienza e della sicurezza, fra le due forme di approvvigionamento energetico.



Ci stiamo giocando la **pelle.**

Le foreste stanno scomparendo e con loro il nostro futuro.
Salva la tua quota di foresta amazzonica su

 **forPlanet**

www.forplanet.org

Prezzi "biorari" per l'energia elettrica



PRESENTAZIONE

Dal 1° luglio del 2010 per il consumo di energia elettrica sono stati gradualmente introdotti prezzi differenziati a seconda dei diversi momenti della giornata e dei giorni della settimana in cui si utilizza l'elettricità (tariffe biorarie).

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, con un comunicato del 30 giugno 2010, ha informato i consumatori sulle nuove tariffe.

La possibilità di scegliere contratti di fornitura con prezzi differenziati in realtà già esiste: la novità è che dal 1° luglio i nuovi prezzi biorari vanno applicati in modo automatico, progressivamente, a tutti coloro che hanno

un contratto di fornitura di energia elettrica alle condizioni stabilite dall'Autorità, cioè a chi non ha ancora deciso di cambiare il proprio fornitore di elettricità.

Con i nuovi prezzi biorari, l'energia elettrica:

➤ costerà di meno dalle 19 alle 8 dei giorni feriali e tutti i sabati, domeniche e altri giorni festivi; questi periodi saranno



indicati nella bolletta come fasce orarie "F2 e F3";

➤ costerà di più per i consumi dalle 8 alle 19 dei giorni feriali; questo periodo sarà indicato nella bolletta come fascia oraria "F1".

Per trarre vantaggio dal nuovo sistema, quindi, il consumatore deve concentrare più di due terzi dei propri consumi di elettricità negli orari più convenienti: dalle 19 alle 8 dei giorni feriali ed in tutte le ore dei sabati, domeniche ed altri festivi. Oltre ad un risparmio in bolletta, ciò comporterà un utilizzo più consapevole di questa risorsa, a vantaggio della difesa dell'ambiente e uno sviluppo più eco-sostenibile.

In pratica, l'energia elettrica si

pagherà in base al prezzo di produzione all'ingrosso che varia di ora in ora: quando c'è poca richiesta di elettricità (la sera, la mattina presto, la notte e i festivi) il prezzo è più basso; nelle ore centrali della giornata, quando la richiesta è alta, il prezzo aumenta.

Dal 1 luglio, i prezzi biorari sono via via applicati a tutti i consumatori dotati di nuovi contatori elettronici, in grado di misurare i consumi nelle diverse fasce orarie "F1" ed "F2 e F3" e che intendano continuare ad utilizzare i prezzi di riferimento fissati dall'Autorità per l'energia. Prima dell'applicazione effettiva, è previsto l'invio di tre specifiche comunicazioni in bolletta. Il nuovo sistema, definito " **tariffa bioraria transistoria**" durerà fino al 31 dicembre 2011, ed è caratterizzato da differenze di prezzo poco marcate tra le fasce F1 e le fasce F23, per dare tempo ai consumatori di abituarsi a concentrare i consumi nel modo più efficiente.

Dal gennaio 2012, invece, i prezzi biorari saranno allineati con i prezzi effettivi di produzione all'ingrosso dell'energia elettrica nei diversi momenti, quindi le differenze saranno maggiori. Lo sportello per il consumatore, a cui è possibile richiedere informazioni, è al numero verde 800 166 654.

ALTRE POSSIBILITÀ DI RISPARMIO

L'Autorità ha reso disponibile anche un'altra soluzione, che è possibile richiedere durante il periodo transitorio: la tariffa " **bioraria a richiesta**" che presenta differenze di prezzo più marcate tra le fasce F1 e le fasce F23, in quanto riproduce l'andamento dei costi di approvvigionamento all'ingrosso dell'energia nei diversi momenti della giornata: con la bioraria a richiesta l'energia elettrica è ancora più conveniente nelle fasce orarie F2 e F3



e più costosa nella fascia oraria F1. Viene applicata solo ai clienti finali che ne facciano esplicita richiesta al loro fornitore. Per conoscere i propri consumi nei diversi momenti e come i nuovi prezzi biorari potranno influenzare la spesa per l'energia elettrica, sarà sufficiente consultare la bolletta: infatti, nelle tre bollette precedenti l'applicazione dei nuovi prezzi biorari saranno disponibili le informazioni sull'esatta ripartizione dei consumi nelle diverse fasce orarie.

Da ricordare, anche, che per le famiglie in condizioni di particolare disagio economico o numerose, continuano a valere i vantaggi indotti dal bonus gas dal bonus elettrico, che sono cumulabili e che permettono di ottenere una riduzione complessiva delle bollette (gas ed elettricità) tra 80 e 360 euro circa. L'esatto valore è determinato in base al numero dei componenti il nucleo familiare ed in base ad altri parametri relativi ai consumi. I bonus possono essere richiesti e rinnovati annualmente per le famiglie in disagio economico (ISEE, inferiore a € 7.500) o numerose (con oltre tre figli a cari-

co ed ISEE inferiore a € 20.000) o per gli ammalati che utilizzano apparecchiature elettromedicali salvavita. Ad oggi sono già stati validati più di 1.400.000 bonus elettrici e più di 200.000 bonus gas. Informazioni dettagliate sui bonus, oltre che sul sito dell'Autorità, su quello del Ministero dello sviluppo economico.

Queste, tuttavia, non sono le uniche possibilità offerte dal mercato: infatti con la completa liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica prevista dall'Unione Europea, dal 1° luglio 2007 i consumatori possono scegliere fra diversi venditori di elettricità, selezionando offerte in concorrenza tra loro, per trovare quella più adatta alle proprie esigenze.

È anche possibile quindi, se non si vuole l'applicazione dei prezzi biorari, rinunciare alle condizioni regolate dall'Autorità e scegliere un nuovo contratto con differenti condizioni fra quelli resi disponibili dalle diverse società di vendita.

Sul sito dell'Autorità, oltre alle informazioni sulle varie tariffe, disponibile anche una sezione "trova offerte".

I prezzi dell'energia continuano a scendere

LE VARIAZIONI STABILITE DALL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA

ENERGIA: DAL 1° LUGLIO NUOVO CALO PER LA BOLLETTA ELETTRICA (-0,5%), AUMENTO PER IL GAS (+3,2%)

DIMINUZIONE ELETTRICITÀ: POSITIVI GLI EFFETTI DELLE LIBERALIZZAZIONI, MA MAGGIOR RIDUZIONE CONTRASTATA DA CRESCENTI ONERI PER SUSSIDI A FONTI RINNOVABILI. AUMENTO GAS: PESANO SCARSA CONCORRENZA ED INEFFICIENZE DI SISTEMA; DA OTTOBRE, PRIMA DEI MAGGIOR CONSUMI INVERNALI, CONTENIMENTO PREZZI CON NUOVO METODO DI AGGIORNAMENTO.

Milano, 30 giugno 2010. Ancora in calo i *prezzi di riferimento*¹ dell'energia elettrica (-0,5%), in aumento quelli del gas (+3,2%). Su entrambi i settori incide l'aumento delle quotazioni petrolifere (oltre il 25% negli ultimi 12 mesi), ma l'asimmetria tra le variazioni elettricità e gas è legata alla permanente differenza tra le efficienze dei due mercati: in crescita per l'elettrico, ancora insoddisfacente per il gas.

Per l'energia elettrica, la diminuzione dello 0,5% si aggiunge alle consistenti riduzioni già registrate nel 2009 e nei primi due trimestri di quest'anno. La spesa media di una *famiglia tipo* si riduce ulteriormente di circa di 2 euro su base annua; questa nuova riduzione si somma a quelle di 39 euro del 2009 e di 23 euro dei primi due trimestri del 2010. L'ultima riduzione (-0,5%) sarebbe stata superiore se non si facesse sentire il crescente impatto degli oneri per i sussidi alle *fonti rinnovabili* che, per legge, fanno parte della *bolletta* (nota integrativa di seguito). In particolare, rispetto al 2009 è raddoppiata l'incidenza del fotovoltaico che oggi rappresenta circa 800 milioni di euro interamente a carico della bolletta.

Per il gas naturale, sull'aumento del 3,2% pesano la scarsa concorrenza ed, ancora, l'incremento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi: rispetto al giugno 2009, infatti, il petrolio è aumentato di oltre il 25% in euro. Per una *famiglia tipo*

così si determina una maggior spesa di 32 euro, su base annua. A fronte di questa situazione, l'Autorità ha già per tempo deciso una modifica della formula di aggiornamento trimestrale prezzi, applicabile dal 1° ottobre, che determinerà un contenimento delle *bollette* prima dei maggiori consumi invernali delle famiglie. Infatti la nuova formula consentirà di trasferire ai consumatori i primi benefici emergenti dai minori prezzi gas dei mercati internazionali spot e dalle rinegoziazioni dei contratti a lungo termine *take or pay*; tutto ciò rispettando i contratti in essere e l'equilibrio economico-finanziario degli operatori di settore.

Le delibere con gli aggiornamenti trimestrali per energia elettrica e gas (ARG/elt 94/10, ARG/gas 95/10, 96/10, 97/10, ARG/com 93/10 e 98/10) sono pubblicate sul sito www.autorita.energia.it.

BONUS PER PIÙ DI 1.600.000 BOLLETTE

Ad oggi sono già stati validati più di 1.400.000 *bonus elettrici* e più di 200.000 *bonus gas*. Per le famiglie in condizioni di particolare disagio economico o numerose, continuano infatti a valere i vantaggi indotti dal *bonus gas* e dal *bonus elettrico*, che sono cumulabili e che permettono di ottenere una riduzione complessiva delle bollette (gas ed elettricità) tra 80 e 360 euro circa

I Le variazioni stabilite dall'Autorità per l'energia, riguardano i prezzi di riferimento del terzo trimestre 2010 applicati al servizio di tutela per famiglie e piccole aziende che non siano ancora passate

1. Le variazioni stabilite dall'Autorità per l'energia, riguardano i prezzi di riferimento del terzo trimestre 2010 applicati al servizio di tutela per famiglie e piccole aziende che non siano ancora passate al libero mercato.

al libero mercato. (l'esatto valore è determinato in ragione della numerosità del nucleo familiare, del dove e del come viene consumato il gas).

Si ricorda che i bonus possono essere richiesti e rinnovati annualmente per le famiglie in disagio economico (ISEE, inferiore a € 7.500) o numerose (con oltre tre figli a carico ed ISEE inferiore a € 20.000) o ammalati che utilizzano apparecchiature elettromedicali salvavita. Maggiori informazioni possono essere ottenute al numero verde 800166654, oppure sui siti www.autorita.energia.it; www.sviluppoeconomico.gov.it; www.acquirenteunico.it; www.bonusenergia.anci.it.

ONERI PER LE FONTI RINNOVABILI

Direttamente od indirettamente, la *bolletta* elettrica per il consumatore finale comprende, per legge, anche alcuni oneri legati ad incentivi o sussidi per le *fonti rinnovabili* od *assimilate* (meccanismi: CIP 6/92, certificati verdi, tariffa fissa onnicomprensiva, conto energia fotovoltaico).

Il costo totale per l'incentivazione delle sole *fonti rinnovabili* (escluse quindi le *fonti assimilate*) è attualmente crescente ed ha raggiunto, i 2,5 miliardi di Euro nel 2009 e supererà i 3 miliardi di Euro già nel 2010, come già segnalato dalla Autorità (con la *memoria* per l'audizione di febbraio 2009 presso la X Commissione della Camera dei Deputati e la *Relazione* resa ai sensi della legge n. 99/09).

Per la prima volta, nel 2010, gli oneri complessivi dei nuovi strumenti di incentivazione supereranno quelli complessivi (incluse le *fonti assimilate*) del precedente provvedimento Cip n. 6/92, pari a 1,9 miliardi di Euro.

I NUOVI PREZZI BIORARI PER L'ENERGIA ELETTRICA

Dal 1° luglio 2010 vengono fissati i nuovi *prezzi biorari* che prevedono un costo dell'energia elettrica più basso per la sera, la notte, il primo mattino dei giorni feriali e per tutte le ore dei sabati, domeniche e di ogni festivo; i prezzi saranno più alti nella fascia oraria dalle 8 alle 19 dei giorni feriali. In una prima fase di 18 mesi, la differenza fra le fasce di prezzo sarà piccola (10%) ma comunque sufficiente a dare un primo segnale di prezzo circa i veri costi dell'elettricità, che variano nei diversi momenti in funzione della domanda: più alti nelle ore di punta (8-19 dei giorni lavorativi), più bassi in tutte le altre ore e giorni. L'applicazione dei nuovi prezzi sarà graduale e riguarderà i consumatori che utilizzano le condizioni economiche fissate dalla Autorità (*servizio di tutela*), che non abbiano ancora scelto contratti diversi sul libero mercato. Il nuovo sistema si applicherà al primo 'scaglione' di famiglie per i soli consumi fatti dal 1° luglio e, gradualmente, verrà esteso a

tutte le famiglie già dotate di contatore elettronico 'intelligente', in grado di *leggere* i consumi nei diversi momenti. Le singole famiglie sono state o saranno via via informate, con specifici preavvisi, nelle tre bollette che precedono l'applicazione del nuovo sistema. L'Autorità ha infatti previsto l'obbligo di informare ogni cliente con tre avvisi almeno sei mesi prima dell'applicazione dei *prezzi biorari*.

L'AGGIORNAMENTO TRIMESTRALE NEL DETTAGLIO

ENERGIA ELETTRICA: RIFERIMENTO SCHEDA A

L'aggiornamento dei *prezzi di riferimento dell'energia elettrica* per le famiglie, viene calcolato con una metodologia che tiene conto di quanto speso dall'Acquirente Unico (l'organismo deputato agli acquisti per i consumatori e le famiglie in *maggior tutela*) per approvvigionarsi sul mercato all'ingrosso, fino al momento dell'aggiornamento trimestrale, e delle stime su quanto prevede di spendere nei successivi mesi. Dal 1° luglio 2010, i *prezzi di riferimento* per la fornitura di energia elettrica, saranno pari a 15,679 centesimi di euro per kilowattora, in calo del 0,5 % rispetto al trimestre precedente. Al netto delle imposte, il prezzo sarà di 13,426 centesimi di euro per kilowattora.

La spesa media annua tendenziale della *famiglia tipo* (con consumi medi di 2.700 kilowattora l'anno e una potenza impegnata di 3 kW) sarà di 423 euro, così ripartita: 60,08% per i costi di approvvigionamento (costo di energia e dispacciamento) e commercializzazione al dettaglio; 15,95% per trasmissione, distribuzione e misura; 14,37% per imposte; 9,60% per oneri generali di sistema.

Con riferimento agli *oneri generali di sistema* per i clienti domestici (*famiglia tipo*), si evidenzia un significativo incremento (+7,7%) rispetto al trimestre precedente, per effetto della variazione della componente A3, che incide per oltre il 76% sul totale degli stessi *oneri di sistema* e che è destinato alla copertura degli incentivi per le *fonti assimilate e rinnovabili*. Fra le rinnovabili, si segnala la crescente onerosità del meccanismo di finanziamento degli impianti fotovoltaici. In considerazione dello sviluppo atteso per questi impianti, si stima che il fabbisogno 2010 della componente A3, per la sola fonte fotovoltaica, si attesti intorno a 800 milioni di euro; un valore questo destinato a salire in futuro, superando già nel 2011 il miliardo di euro. Anche a tali esigenze è pertanto riconducibile l'odierno incremento degli *oneri generali di sistema* (l'incremento della sola componente A3 di tali *oneri*, per l'utente domestico, è pari al 10,4%).

GAS NATURALE: RIFERIMENTO SCHEDA B

L'aggiornamento dei *prezzi di riferimento del gas naturale*, per le famiglie e i piccoli consumatori si basa attualmente sulle variazioni dei prezzi della mate-

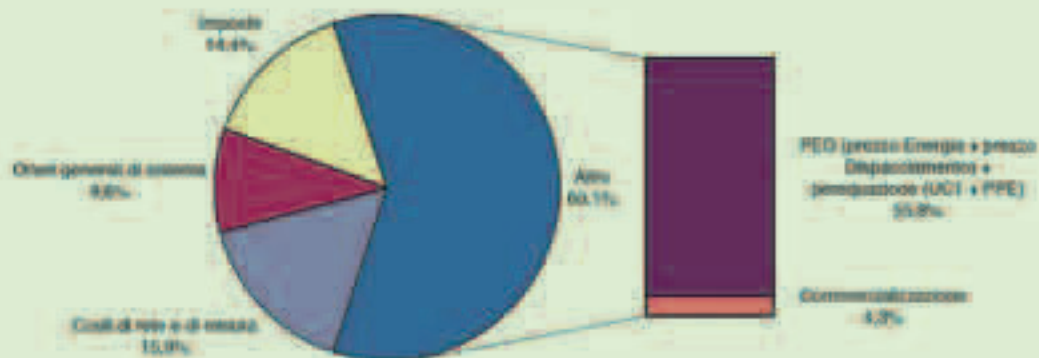
SCHEDA A

COMPOSIZIONE PERCENTUALE DELLA BOLLETTA ELETTRICA - III° TRIMESTRE 2010

- **Componente energia 60,08% della spesa totale lorda, ovvero il 70,17% della spesa totale al netto da imposte) – È il costo di approvvigionamento per l'energia elettrica prodotta e importata. Questa è la voce più direttamente influenzata dalle quotazioni internazionali degli idrocarburi e dalla efficienza del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica.**
- **Costi di rete e di misura (15,95% della spesa totale) Sono i costi dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia. La componente tiene conto della remunerazione degli investimenti in sviluppo e sicurezza delle infrastrutture di rete.**
- **Imposte (14,37% della spesa totale) Le imposte comprendono l'IVA (circa 9,09% del totale) e le imposte erariali (o accise) e locali pari a circa 5,28% del totale.**
- **Oneri generali di sistema (9,60% della spesa totale) Sono oneri fissati per legge e destinati alla copertura di voci diverse, pagate da tutti i clienti finali e che, per la famiglia tipo, nel III trimestre del 2010, incidono sulla bolletta con queste percentuali del totale degli stessi oneri di sistema:**
 - ▶ incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (componente A3, pari a circa il 76,04%);
 - ▶ regimi tariffari speciali per aziende energivore (componente A4, pari a circa il 3,92%);
 - ▶ oneri per il decommissioning nucleare e compensazioni territoriali (componente A2 e MCT, pari a circa il 12,44%);
 - ▶ compensazioni per le imprese elettriche minori (componente UC4, pari a 2,11%);
 - ▶ sostegno alla ricerca di sistema (A5 pari a circa l'1,57%);
 - ▶ componente As a copertura del bonus elettrico (pari al 3,92%);

Questi valori, sono riferiti al III° trimestre del 2010 per l'utente di tipo domestico, in "regime di maggior tutela", ovvero che usufruisce delle "condizioni economiche" fissate dall'Autorità per l'energia, ovvero le famiglie che non hanno ancora scelto di cambiare fornitore.

COMPOSIZIONE PERCENTUALE DELLA SPESA ELETTRICA DELL'UTENTE TIPO DOMESTICO (3° TRIMESTRE 2010)



ria prima (gas naturale) sul mercato internazionale, che seguono normalmente di alcuni mesi quelle del petrolio. Gli stessi prezzi di riferimento nazionali vengono basati su dati di costo relativi a contratti internazionali di lungo periodo e quindi su indicatori legati alle quotazioni medie di petrolio, di oli combustibili e gasolio dei nove mesi precedenti. Dal 1° luglio 2010, l'aggiornamento delle *condizioni economiche di riferimento*, prevede un prezzo di 74,13 centesimi di euro per metro cubo, tasse incluse. Per il *cliente tipo*, la famiglia con riscaldamento autonomo e consumo annuale di 1.400 metri cu-

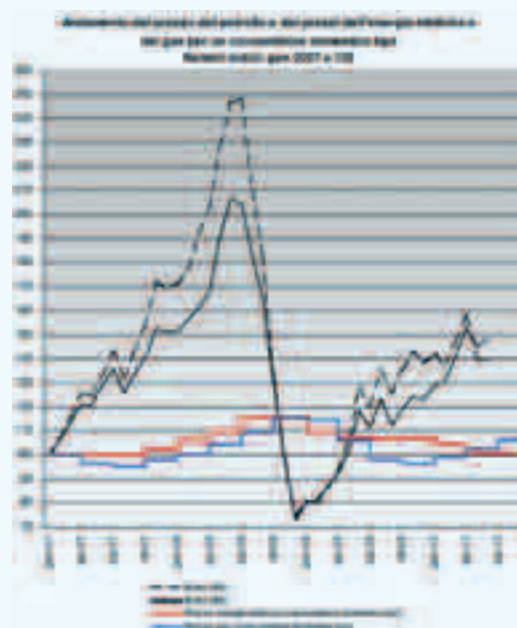
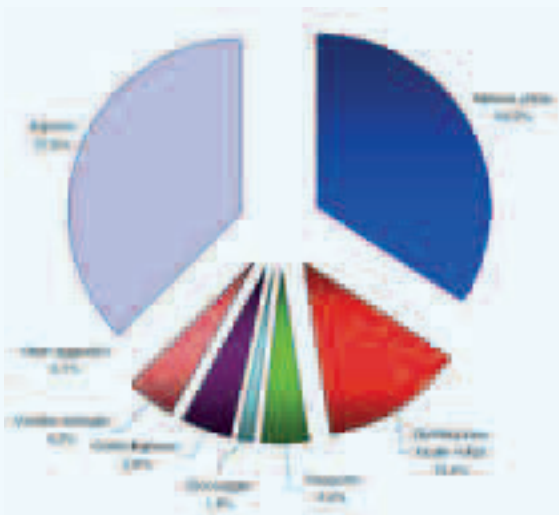
bi, ciò comporta una spesa annuale di circa 1.038 euro, con un incremento del 3,2% rispetto al trimestre precedente, pari a circa 32 euro, incluse le imposte. Per un cliente che invece, vivendo in un abitazione ad alto risparmio energetico o in zone climatiche più favorevoli (condizioni che consentono un minor utilizzo del metano), consuma 700 metri cubi all'anno, la spesa si attesta a 591 euro, con un incremento del 2,7% rispetto al trimestre precedente, pari a circa 16 euro, incluse le imposte. Sull'aggiornamento dei prezzi del gas ha inciso in particolare modo l'incremento dei costi di

SCHEDA B

COMPOSIZIONE PERCENTUALE DELLA BOLLETTA GAS NATURALE - III° TRIMESTRE 2010

- **Componente energia (34,16 % della spesa totale lorda, ovvero il 54,73% del totale al netto delle imposte)**
- È il costo della "materia prima" gas.
- **Vendita al dettaglio, commercializzazione all'ingrosso e oneri aggiuntivi (9,08% della spesa totale)**
- Sono i costi per i servizi di commercializzazione e vendita.
- **Trasporto e stoccaggio (5,77% della spesa totale)** - Sono i costi per i servizi di trasporto e stoccaggio. La componente tiene conto della remunerazione degli investimenti in sviluppo e sicurezza delle infrastrutture di rete.
- **Distribuzione locale (13,40% della spesa totale)** - Sono i costi per i servizi di distribuzione comprensivi degli oneri per le misure per il risparmio energetico, il miglioramento della qualità del servizio e il contenimento della spesa dei clienti con bassi consumi.
- **Imposte (37,58% della spesa totale)** comprendono le accise (20,62%), l'addizionale regionale (2,74%) e l'IVA (14,21%).

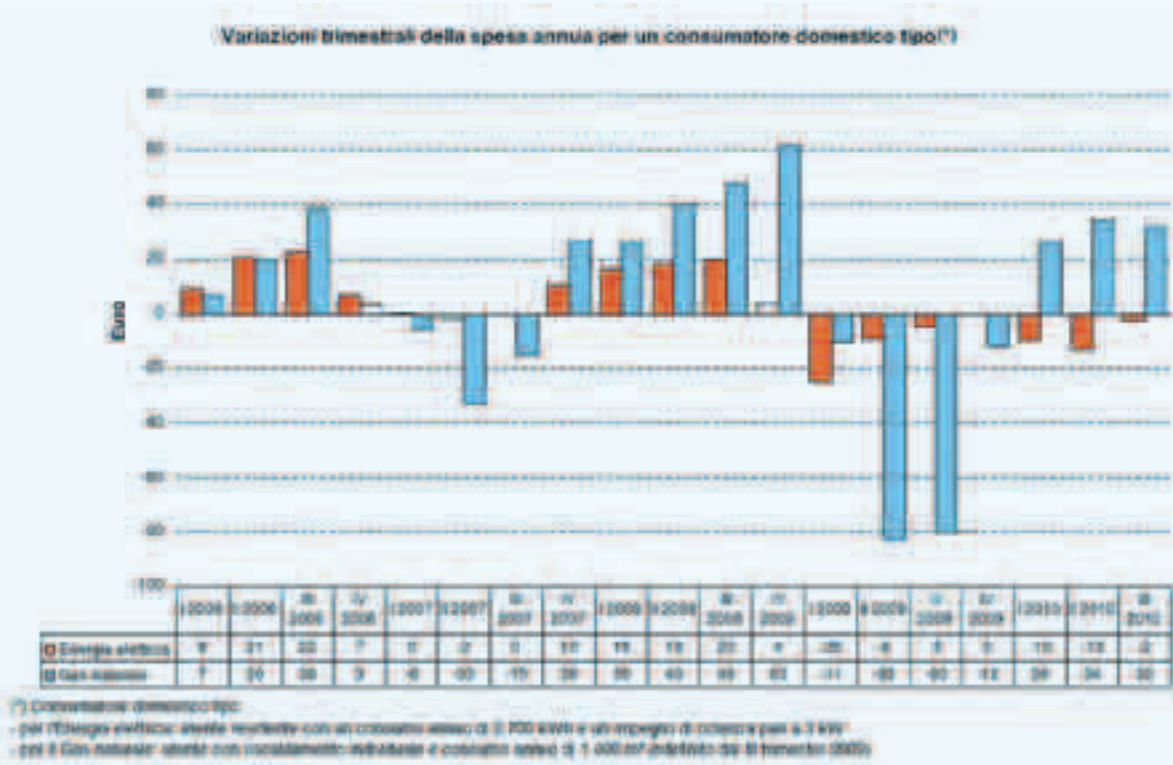
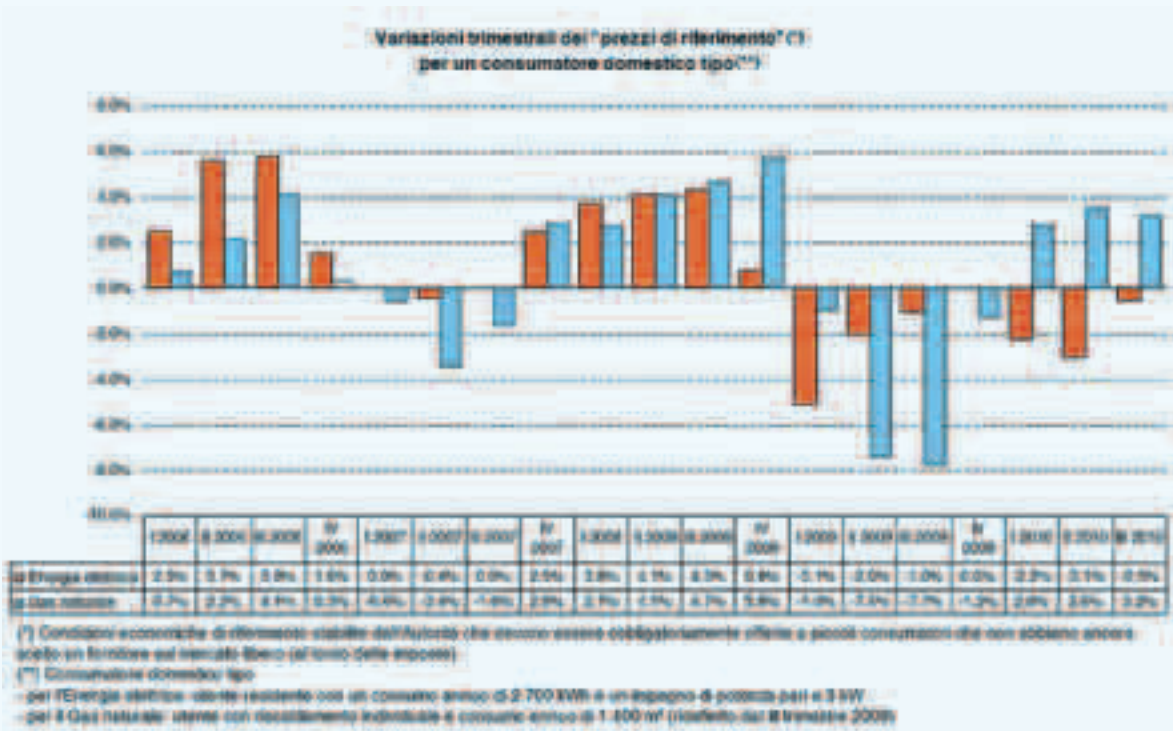
Questi valori sono riferiti al III° trimestre 2010 per l'utente di tipo domestico, che non ha ancora scelto di cambiare fornitore; dal gennaio 2003 in Italia è infatti scattata la completa liberalizzazione per la domanda di gas.



acquisto della materia prima gas, secondo i contratti internazionali, ovvero della *componente energia* che, rispetto al trimestre precedente, evidenzia un +8,4%, pari ad un aumento di circa 1,96 centesimi di euro per metro cubo. Inoltre, a partire dal 1 luglio 2010 sono state previste ulteriori modifiche delle altre componenti delle condizioni economiche di fornitura:


- a) da un lato si è registrato un incremento della tariffa di distribuzione, che ha comportato una variazione (+0,5%) della componente del servizio, pari ad un aumento di circa 0,05 centesimi di euro per metro cubo;
- b) dall'altro si è registrato una diminuzione della componente relativa agli oneri aggiuntivi, dovuta all'azzeramento del corrispettivo unitario va-

SCHEDA B - COMPOSIZIONE PERCENTUALE DELLA BOLLETTA GAS NATURALE - III° TRIMESTRE 2010



riabile per la compensazione degli oneri derivanti dall'attività svolta dai fornitori grossisti di ultima istanza; ciò ha comportato una diminuzione (- 47%) della citata componente relativa agli oneri aggiuntivi, pari ad una diminuzione di circa 0,03 centesimi di euro per metro cubo. La spesa media annua tendenziale della famiglia tipo sarà così suddivisa: 34,16% per la materia prima gas;

37,58% per le imposte; 5,77% per trasporto e stoccaggio, 13,40% per la distribuzione, 9,08% per vendita al dettaglio, commercializzazione all'ingrosso ed oneri aggiuntivi. Le condizioni di fornitura previste dall'attuale aggiornamento sono applicabili ai clienti domestici (condomini inclusi) ed agli altri clienti con consumi inferiori ai 200.000 Smc annui, non ancora passati al mercato libero.



Towards a better world.

La nota giusta dell'Energia:

Costruiamo impianti che assicurano il silenzio
tutti i giorni della vostra vita, anche i più importanti.





“Tralicci del futuro”: vince ROSENTAL

CONCLUSO IL CONCORSO INTERNAZIONALE LANCIATO DA TERNA PER L'IDEAZIONE E LA PROGETTAZIONE DI TRALICCI A BASSO IMPATTO AMBIENTALE

IL GRUPPO ROSENTAL CON LA PROPOSTA DI HUGH DUTTON VINCE CON UN “MONOSTELO INNOVATIVO”. SECONDO CLASSIFICATO IL GRUPPO FRIGERIO, TERZO LO STUDIO GIUGIARO.

Lo Studio Rosental, capofila del gruppo composto dall'architetto Hugh Dutton e dalle società Cegelec Centre Est e Gozzo Impianti SpA, si è aggiudicato il primo premio del concorso internazionale “Tralicci del Futuro” lanciato da Terna per l'ideazione e la progettazione di nuovi sostegni per la rete di trasmissione nazionale a basso impatto ambientale. Secondo classificato il gruppo Frigerio; terzo lo studio Giugiaro. I vincitori si aggiudicano rispettivamente 200mila, 50mila e 30mila euro.

La Giuria del concorso, presieduta dall'Amministratore Delegato di Terna Flavio Cattaneo, ha premiato il progetto di , giudicando l'idea proposta corrispondente ai requisiti richiesti:

- idoneità tecnico-funzionale: il sostegno proposto è stato giudicato idoneo a svolgere la sua funzione nel rispetto delle specifiche tecniche e della normativa vigente;
- flessibilità d'impiego, intesa come possibilità di utilizzare il sostegno in contesti e situazioni differenti, anche in considerazione della frequente necessità di tracciati non rettilinei e della forte antropizzazione del territorio;
- minimo impatto ambientale, come ridotta visibilità del sostegno rispetto agli standard attuali;
- tecnologia realizzativa: il processo tecnologico di realizzazione del sostegno, la scelta dei materiali, il montaggio e tesatura dei conduttori, devono perseguire una logica di fattibilità industriale;
- esercizio e manutenzione: il sostegno deve garantire facilità di esecuzione delle attività di manutenzione, sia di tipo convenzionale che sotto tensione.

La filosofia ispiratrice del concorso internazionale di idee “Tralicci del futuro” è di coniugare innovazione, tecnologia, design e cultura dell'ambiente per lo sviluppo sostenibile della rete di trasmissione nazionale.

Per Terna sostenibilità significa progettare e realizzare uno sviluppo della rete elettrica tale da soddisfare sia le esigenze del sistema elettrico che di tutela dell'ambiente e rispetto del territorio. Una visione ‘sostenibile’ che si traduce in un costante impegno sul territorio attraverso il dialogo con le Regioni e gli enti locali, e nella razionalizzazione della rete per ridurre l'impatto ambientale delle linee elettriche liberando vaste aree di territorio.

Terna è un grande operatore di reti per la trasmissione dell'energia. Proprietaria di circa 60.000 km di linee elettriche, è il 1° TSO (Transmission System Operator) indipendente in Europa e il 7° al mondo per km di linee gestiti. Interpretare al meglio il proprio mandato di grande impresa infrastrutturale





che realizza opere di interesse generale senza deteriorare il patrimonio paesaggistico italiano ma, al contrario, arricchendolo di elementi contemporanei in grado di valorizzarlo ulteriormente è la scelta strategica di sostenibilità ambientale di Terna. Elemento cruciale di questa sfida, sia nel caso delle linee già esistenti sia per le nuove realizzazioni, è il traliccio: minimizzarne l'impatto, investire nello sviluppo tecnologico, condividerne la localizzazione, studiarne gli effetti



sulla biodiversità fino ad arrivare a Tappa fondamentale della "svolta" di Terna per l'ambiente: il lancio dei "10 progetti per lo sviluppo sostenibile". Si tratta della più imponente opera di bonifica ambientale della rete elettrica mai programmata in Italia: l'abbattimento di oltre 1200 km di linee a fronte di 450 km di nuovi elettrodotti ad alta tecnologia. Un impegno sfidante con numeri da record, a partire da 1 miliardo di euro di investimenti, concordato con 11 Regioni, 20 Province, 100 Comuni, 13 Comunità Montane ed Enti Parco. E ancora, oltre 4.000 ettari di terreno svincolati (un'area estesa come il parco dell'Aspromonte) e più di 60 mila tonnellate di materiale recuperato, pari al peso di circa 10 Tour Eiffel. L'evento di lancio dei "10 progetti" ha rappresentato il punto d'arrivo di un percorso iniziato a fine 2005, ma anche il punto di partenza di un nuovo approccio che l'azienda ha voluto intraprendere, nel quale è stato annunciato il primo intervento di sviluppo sostenibile su scala nazionale con l'utilizzo di sostegni innovativi come i tralicci disegnati da Sir Norman Foster (già installati in Toscana) e il recupero di oltre 60 mila tonnellate di materiale. L'incremento degli standard della qualità e della sicurezza è possibile anche coniugando alla tecnologia evoluta una nuova estetica contemporanea in linea con lo sviluppo del design industriale e delle nuove esigenze del Paese.





SA.PE.I.: il “ponte elettrico” più lungo del Mediterraneo



435 KM TRA SARDEGNA E LAZIO, CHE RAGGIUNGONO 1.600 METRI SOTTO IL LIVELLO DEL MARE, RECORD MONDIALE DI PROFONDITÀ, NE FANNO LA LINEA ELETTRICA PIÙ IMPORTANTE MAI REALIZZATA IN ITALIA.

I NUMERI DEL SA.PE.I.

750 milioni di euro di investimenti, tecnologia all'avanguardia a livello mondiale e numeri da record fanno del SA.PE.I. la linea elettrica più importante mai realizzata in Italia e a livello internazionale.

Il SA.PE.I. (l'acronimo sta per SARdegna-PENisola-Italiana) è il primo elettrodotto che collega direttamente la Sardegna (Fiumesanto) al resto della Penisola (Latina) con un doppio cavo sottomarino in corrente continua a 500 kV.

Le sue dimensioni ne fanno un cavo da record:

- 435 km di lunghezza: il più lungo “ponte elettrico” del Mediterraneo e il secondo al mondo dopo quello tra Olanda e Norvegia;
- 1.600 m di profondità massima di posa: primato mondiale per un cavo elettrico sottomarino;
- 1.000 MW di potenza: primato assoluto per un cavo sottomarino nelle condizioni estreme di posa del SA.PE.I.

Record anche per autorizzazione e realizzazione:

- 12 mesi per i via libera statali e locali: un primato per l'Italia rispetto ai tempi lunghi per le autorizzazioni dei nuovi elettrodotti (3-6 anni);
- 3 soli anni di cantiere da ottobre 2006 ad ottobre 2009.

PERCHÉ IL SA.PE.I.

In Sardegna lo stato della rete è invariato da molti anni. Un unico collegamento, il SA.CO.I. (Sardegna-Corsica-Italia), risalente al 1967, unisce l'isola al Continente, in Toscana, non direttamente ma attraverso la Corsica, con una potenza ridotta di 300 MW. Il raddoppio di questo collegamento consentirà, quindi, di garantire la sicurezza del sistema elet-

trico dell'isola, rendere più efficiente il sistema di approvvigionamento e trasportare la nuova energia rinnovabile, in particolare eolica e fotovoltaica.

Attualmente sono in servizio in Sardegna 468 MW di impianti eolici, che arriveranno a 600 MW entro il 2009 per complessivi 360 MW attualmente in realizzazione. La previsione è che si raggiungano i 1.200 MW di eolico già nel 2013.

Sono numeri molto elevati per una regione il cui fabbisogno massimo non ha mai superato i 2.000 MW e che, finora, era interconnessa alla rete continentale con un solo collegamento, peraltro di modesta capacità. Il SA.PE.I. sarà la nuova autostrada dell'energia verde sarda che consentirà la produzione in sicurezza degli impianti eolici per il consumo isolano e l'esportazione verso il resto d'Italia.

I BENEFICI DEL SA.PE.I.

- Risparmi di 70 milioni di euro l'anno per il sistema elettrico grazie alla maggiore capacità di interscambio;
- aumento della sicurezza del sistema elettrico sardo (i 1.000 MW del SA.PE.I. corrispondono a oltre il 50% del fabbisogno della Sardegna);
- possibilità di esportare verso il continente produzione termoelettrica più efficiente (1/3 delle centrali elettriche è alimentato a carbone) e produzione da fonte rinnovabile, in particolare eolica, in forte sviluppo;
- opportunità per gli operatori elettrici della Sardegna di partecipare con minori vincoli di scambio alle contrattazioni del Mercato Elettrico garantendo allo stesso tempo maggiore flessibilità e sicurezza di esercizio del sistema.



La rete elettrica della capitale cambia volto

- FIRMATO ACCORDO PER LA PIÙ IMPONENTE OPERA DI RIASETTO DELLE LINEE ELETTRICHE MAI REALIZZATA A ROMA
- DA TERNA E ACEA INVESTIMENTI PER 360 MILIONI DI EURO
- SMANTELLATI CIRCA 300 KM DI VECCHI ELETTRODOTTI
- OLTRE 120 KM DI NUOVE LINEE AEREE AD ALTA TECNOLOGIA E BASSO IMPATTO AMBIENTALE
- CIRCA 100 KM DI LINEE ELETTRICHE INTERRATE

Trecentosessanta milioni di euro di investimenti da Terna e Acea per razionalizzare e sviluppare in modo compatibile con l'ambiente la rete elettrica della Capitale. Il numero di chilometri di cavi e tralicci eliminati sarà circa 2 volte e mezzo superiore a quello delle nuove infrastrutture: 292 km di linee da smantellare a fronte di 123 km di nuovi elettrodotti. Ci saranno inoltre circa 100 km di linee elettriche interrato.

Questi, in sintesi, i numeri dell'Accordo siglato e presentato oggi a Roma dal Sindaco Gianni Alemanno, dall'Amministratore Delegato di Terna, Flavio Cattaneo, dal Presidente di Acea, Giancarlo Cremonesi, dall'Assessore ai Lavori Pubblici del Comune di Roma, Fabrizio Ghera, dall'Assessore all'Ambiente del Comune di Roma, Fabio De Lillo, in rappresentanza della Riserva Naturale Litorale Romano, dal Presidente del Parco Regionale di Veio, Fernando Petrivelli e dal Presidente di Romanatura, Francesco Petretti. Lo stesso Accordo sarà sottoscritto nei prossimi giorni anche dalla Regione Lazio.

Gli investimenti complessivi ammontano a 360 milioni di euro, di cui 310 milioni a carico di Terna e la parte restante a carico di Acea. A livello occupazionale, solo gli investimenti Terna consentiranno l'apertura di 40 cantieri, l'impiego di oltre 50 ditte specializzate e un numero medio di addetti pari a 400 risorse, che nei periodi di picco si stima possano raddoppiare.

Notevoli i benefici di natura elettrica, ambientale e territoriale. L'intervento consentirà infatti una riduzione delle perdite di rete per circa 58 milioni di kWh/anno, pari al consumo di oltre 20.000 famiglie,

e una riduzione della CO₂ per 26.000 tonnellate/anno, equivalenti alle emissioni, in un anno, di più di 8.000 veicoli a gasolio. Le demolizioni previste consentiranno di liberare 300 ettari di terreno, pari a 750 campi da calcio, e di risolvere criticità territoriali per 2.500 edifici vicini alle linee elettriche, il recupero di 3.000 tonnellate di acciaio, 440 tonnellate di alluminio, 90 tonnellate di vetro e 3.000 tonnellate di calcestruzzo.

I lavori interesseranno prevalentemente il quadrante Nord della Capitale (70%), e in misura minore il quadrante Sud (20%) e Ovest (10%). Da marzo a ottobre 2010 è prevista la progettazione dell'intervento, a novembre 2010 l'avvio dell'iter autorizzativo che dovrebbe concludersi – a norma di legge – entro i 6 mesi successivi, con conseguente apertura dei cantieri; i lavori dureranno circa 36 mesi per concludersi entro il 2014. Successivamente, nell'arco di ulteriori 12 mesi, si procederà con le demolizioni previste.

Il progetto di riassetto della rete elettrica della Capitale rappresenta la più imponente opera di razionalizzazione degli elettrodotti mai realizzata a Roma, pensata in un'ottica di sostenibilità ambientale e attenzione al territorio. Il progetto risponde all'esigenza di ammodernare e potenziare la rete elettrica con l'obiettivo di far fronte al crescente fabbisogno di elettricità, conseguente ad un forte sviluppo commerciale e residenziale, garantire maggiore sicurezza, qualità ed efficienza del sistema elettrico della Capitale, rafforzare la "magliatura" della rete e modificare la configurazione delle linee elettriche alla luce degli sviluppi urbanistici intervenuti.



TERNNA pubblica il rapporto di sostenibilità 2009

- RAGGIUNTO IL LIVELLO A+, IL MASSIMO PREVISTO PER COMPLETEZZA DELLE INFORMAZIONI PUBBLICATE
- MIGLIORATI TUTTI I RANKING DI SOSTENIBILITÀ DELLA SOCIETÀ
- AMBIENTE, FORMAZIONE E SICUREZZA AL CENTRO DELLA VISIONE SOSTENIBILE DI TERNA

È disponibile sul sito www.terna.it il “Rapporto di Sostenibilità 2009”, quinto bilancio annuale delle performance non finanziarie di Terna, redatto secondo le GRI-Global Reporting Initiative guidelines e certificato dalla società di revisione KPMG.

L'edizione di quest'anno aumenta il numero delle informazioni rispetto al passato: salgono infatti a 79 (13 in più a confronto con il Rapporto 2008) gli indicatori GRI pubblicati.

Il livello di applicazione delle linee guida GRI passa dal B+ delle ultime 3 edizioni all'A+, il massimo previsto dallo standard.

Numerosi e significativi i risultati raggiunti nel 2009 in tutte le aree di responsabilità d'impresa, in linea con gli obiettivi prefissati l'anno prima.

RANKING DI SOSTENIBILITÀ

Nel 2009 sono migliorate le valutazioni su Terna espresse dalle agenzie specializzate nel rating di sostenibilità, punto di riferimento per quegli investitori che basano le proprie scelte anche sulla considerazione delle performance ambientali, sociali e di governance delle società.

Dal 2009 Terna è nel *Dow Jones Sustainability Index World* che seleziona le 300 imprese (di cui solo 12 italiane) più performanti in termini di sostenibilità tra 2.500 aziende mondiali con maggiore capitalizzazione in Borsa e negli indici *ASPI Eurozone ed Ethibel Sustainability Index Excellence*. È stata confermata l'inclusione di Terna nel *FTSE4Good*, nel *FTSE KLD Global e Europe*, nell'*ECPI* e nell'*Axia Ethical Index*.

Nel 2009 Terna è inoltre risultata terza (era ottava nel 2008) nell'*Accountability Rating Italy 2009*, la valutazione della governance, sostenibilità e responsabilità



sociale delle 40 maggiori aziende italiane dell'indice borsistico S&PMib. Migliorata anche la comunicazione on line della sostenibilità, passata dal 13° posto del 2008 al 4o del 2009 nella classifica del *CSR Online Awards* redatta dalla società di comunicazione finanziaria Lundquist.

SERVIZIO ELETTRICO

Raggiunti e superati i target di performance sulla continuità e la qualità del servizio elettrico, monitorati da Terna e dall'AEEG.

Per la sicurezza del servizio elettrico Terna ha investito nel 2009 oltre 74 milioni di euro, finalizzati al miglioramento dei sistemi preposti alla salvaguardia del servizio di trasmissione. Il Protocollo d'Intesa per la sicurezza della rete di trasmissione, siglato a luglio 2009 tra Terna e il Ministero degli Interni, ha segnato l'avvio di un piano di collaborazione per la tutela di una delle maggiori infrastrutture strategiche del Paese.

AMBIENTE

La riduzione dei quantitativi di olio contenente PCB (policlorobifenili) è risultata in linea con il piano di smaltimento: in particolare, con un anticipo di un



anno rispetto agli obblighi di legge, non risultano apparecchiature contenenti oli con PCB superiori a 500 ppm (parti per milione)

Il **trattamento dei rifiuti** ha privilegiato il recupero per riciclo: la percentuale di rifiuti recuperati si attesta all'83%.

Le **emissioni di CO2** per chilometro percorso della flotta di auto aziendali sono state ridotte dell'11,1%.

L'impegno a tutela della biodiversità è proseguito attraverso le **collaborazioni con WWF Italia e LIPU** finalizzate a ridurre gli impatti e a massimizzare gli effetti positivi dell'interazione tra linee elettriche di trasmissione e avifauna.

È aumentato il numero delle cassette-nido installate sui tralicci di Terna nell'ambito della collaborazione con **Ornis Italica** e nuove specie protette – ghiandaie marine, assioli- oltre ad una consolidata popolazione di gheppi hanno trovato alloggio nei nidi artificiali.

Nel Rapporto 2009 è stata pubblicata per la prima volta una rappresentazione separata dei **costi ambientali**, investimenti e spese di esercizio, identificati secondo quanto indicato dalla Raccomandazione 2001/453/CE. Tali investimenti ammontano a **oltre 42 milioni di euro** mentre i **costi di esercizio raggiungono i 9 milioni di euro**.

SICUREZZA

Nel 2009 è diminuito il numero degli incidenti sul lavoro (36, erano 50 nel 2008), di cui nessuno mortale, e si sono abbassati sia il tasso di frequenza sia il tasso di gravità degli infortuni.

Numerose anche le iniziative per la prevenzione degli infortuni sul lavoro che hanno ulteriormente migliorato un approccio già consolidato. È stata istituita, ad esempio, la "Giornata della Sicurezza" che ha coinvolto tutti i dipendenti della società ed è stato rafforzato il presidio centrale anche in relazione alle attività di cantiere e ai lavori in appalto.

FORMAZIONE

La formazione si conferma un punto di forza nella valorizzazione delle risorse umane. Nel 2009 sono state erogate **47 ore di formazione per dipendente**, con una copertura del 91% del personale che testimonia l'attenzione e la sensibilità di Terna nei confronti dei propri dipendenti.

IMPATTO ECONOMICO

L'impatto economico è stato evidenziato nel Rap-

porto 2009 attraverso l'importo delle attività di investimento (oltre 900 milioni di euro, in crescita rispetto ai circa 765 del 2008), la creazione di occupazione (il lavoro svolto dai dipendenti di ditte appaltatrici e subappaltatrici equivale a oltre

1.500 risorse a tempo pieno) e la spesa per acquisti, pari a 925 milioni di euro nel 2009, concentrati presso fornitori locali.

In tema di rapporto con i fornitori va rilevato l'accordo siglato a novembre 2009 tra Terna e la Guardia di Finanza con l'obiettivo di prevenire, attraverso la trasparenza nella gestione degli appalti e il monitoraggio dei fornitori, i potenziali rischi di infiltrazione criminale attraverso imprese che eseguono appalti per i lavori di realizzazione delle infrastrutture della rete di trasmissione.

INIZIATIVE SOCIALI E CULTURALI

Coerente con la volontà di restituire valore alla società civile e alle comunità locali a fronte della sua presenza a forte impatto territoriale, delle attività di sviluppo e di mantenimento della rete elettrica sul territorio, nel 2009 Terna ha confermato il proprio sostegno a favore di iniziative sociali, in linea con le best practice delle aziende impegnate nella responsabilità sociale.

L'impegno più significativo è quello del Premio Terna 02 per l'arte contemporanea che è cresciuto in qualità e quantità grazie anche a Connectivity 01, il progetto di internazionalizzazione del Premio che interconnette gli artisti italiani e stranieri in un'ottica di condivisione e scambio di esperienze per incoraggiare il talento creativo degli artisti emergenti e promuoverne la conoscenza anche a livello internazionale.

Il progetto, sostenuto dal Ministero per i Beni e le Attività Culturali e sviluppato in collaborazione con il Ministero degli Affari Esteri si è concretizzato con la mostra delle 16 opere vincitrici del Premio Terna 01 presso il Chelsea Art Museum di New York.

Il Premio Terna ha infine promosso due indagini, in collaborazione con l'ISPO (Istituto per gli Studi sulla Pubblica Opinione) e S3Studium sulle dinamiche di mercato dei musei italiani e sul futuro delle arti in Italia. Queste, sommate a quelle condotte nel 2008, rappresentano una memoria scientifica sulla realtà degli artisti e dell'arte contemporanea in Italia.



TERNA presenta il piano strategico 2010-2014

- PIÙ INVESTIMENTI NEL BUSINESS REGOLAMENTATO PER 900 MILIONI DI EURO (+26% RISPETTO AL PIANO PRECEDENTE)
- INCREMENTO DELLA REDDITIVITÀ DALL'ATTUALE 74% AL 77%
- STRUTTURA DEL CAPITALE: DEBITO NETTO SEMPRE INFERIORE AL 60% DEL CAPITALE INVESTITO REGOLATORIO DURANTE L'ARCO DI PIANO
- CONFERMATA LA POLITICA DEI DIVIDENDI: CRESCITA ANNUA DEL 4%, CON IL 2008 COME ANNO DI RIFERIMENTO, PIÙ L'INTEGRAZIONE DERIVANTE DALLA VENDITA DELLE ATTIVITÀ BRASILIANE

L'Amministratore Delegato Flavio Cattaneo ha illustrato alla comunità finanziaria e ai media il Piano Strategico relativo al periodo 2010-2014, approvato dal Consiglio di Amministrazione della Società, presieduta da Luigi Roth, presente all'incontro.

ACCELERAZIONE DEGLI INVESTIMENTI: DA 3,4 MILIARDI DI EURO A 4,3 MILIARDI DI EURO (+26%)

Nei prossimi 5 anni saranno investiti 4,3 miliardi di euro, principalmente per lo sviluppo della rete, con una crescita di 900 milioni di euro, pari al + 26%, rispetto a quanto annunciato nel Piano precedente (3,4 miliardi di euro). Gli investimenti di sviluppo, per cui è prevista una remunerazione incentivata, rappresentano il 77% del totale e aumentano da 2,6 miliardi di euro a 3,3 miliardi di euro, concentrati per oltre il 70% al centro sud. Gli investimenti per le interconnessioni con l'estero passano da meno di 100 milioni dello scorso Piano ai circa 650 milioni dell'attuale. A questi si aggiungono gli oltre 300 milioni di investimenti per il progetto fotovoltaico che portano il totale previsto dal Piano a oltre 4,6 miliardi. L'accelerazione degli investimenti si riflette sul capitale investito regolatorio (Regulated Asset Base, o RAB) che passa da 8,6 miliardi di euro a 11,1 miliardi di euro di fine piano, con un incremento medio annuo maggiore del 5%. Gli investimenti previsti dal Piano sulla parte regolata equivalgono ad una media annua di circa 860 milioni di euro. Per Terna è una sfida importante ma sostenibile, come già dimostrano gli importanti risultati raggiunti negli ultimi due an-

ni. Si stima che la realizzazione di tutti gli interventi previsti possa coinvolgere 200 imprese per un totale di forza lavoro pari a 10.000 persone.

Le principali opere strategiche sul territorio nazionale previste nel Piano sono:

- ▶ linea Dolo-Camin Fusina (Veneto);
 - ▶ linea Chignolo Po – Maleo (Lombardia);
 - ▶ SA.PE.I, secondo cavo (Sardegna -Penisola Italiana);
 - ▶ linea Santa Barbara-Casellina (Toscana);
 - ▶ Collegamento Sorgente-Rizziconi (Sicilia – Calabria);
 - ▶ linea Foggia – Benevento (Puglia – Campania);
- Sul fronte delle interconnessioni, gli interventi previsti sono:
- ▶ interconnessione Italia – Montenegro: è stato firmato un accordo intergovernativo in base al una partnership strategica tra Terna e l'operatore di trasmissione locale, Prenos, attraverso l'acquisto, tra le altre cose, di una partecipazione di minoranza nel capitale sociale di Prenos;
 - ▶ interconnessione Italia – Francia, il cui iter autorizzativo è stato avviato a ottobre 2009.

DIVERSIFICAZIONE DEGLI INVESTIMENTI

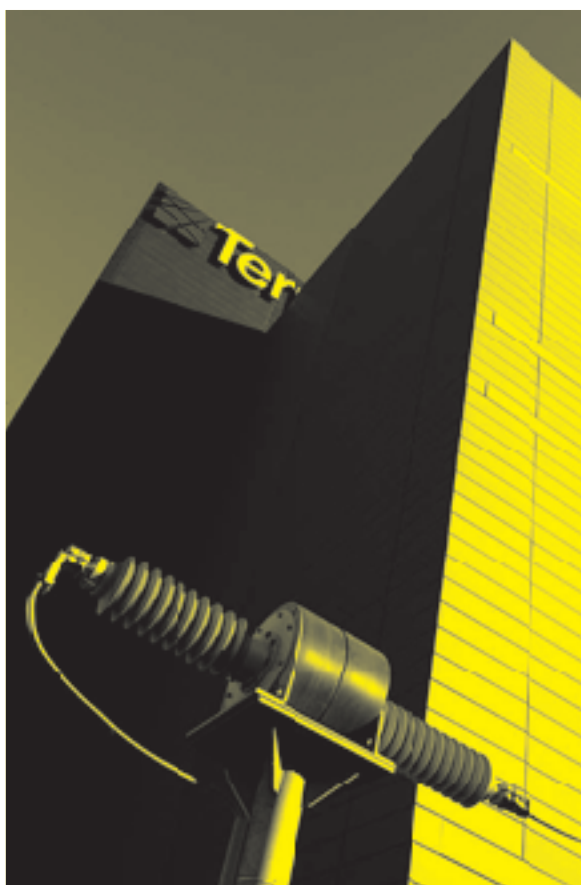
Per il progetto fotovoltaico, sono previsti investimenti superiori ai 300 milioni di euro con una redditività (Ebitda Margin) a regime superiore all'80%. L'operazione è volta alla valorizzazione di alcuni dei terreni adiacenti alle stazioni elettriche attualmente non utilizzati e finalizzata alla realizzazione di impianti.

ti di generazione fotovoltaica di piccola taglia con un obiettivo di 100 MW di potenza entro il 2010.

MIGLIORAMENTO DEI MARGINI: DAL 74% AL 77%

L'aumento dei ricavi e il controllo dei costi consentirà di migliorare la redditività del Gruppo dall'attuale 74% al 77% alla fine del periodo di Piano.

Dal 2009 al 2014 la crescita media annua dei ricavi di Gruppo sarà di circa il 6%, grazie all'aumento degli investimenti. Contribuiscono, inoltre, alla crescita della marginalità, il completo consolidamento di Te-



lat (acquisita il 1° aprile 2009) e la massimizzazione degli incentivi, soprattutto per l'attività di dispacciamento, per cui Terna prevede di raggiungere 90 milioni di euro di ricavi aggiuntivi, concentrati nel triennio 2010-2012.

Il Piano prevede una crescita media annua dei costi complessivi di circa il 3%. Rimarranno, invece, stabili, nonostante la forte crescita degli investimenti, i costi riferiti alle attività regolamentate, grazie alla razionalizzazione delle spese esterne e al contenimento della crescita di quelle interne.

STRUTTURA

DEL CAPITALE: DEBITO NETTO INFERIORE AL 60% DEL CAPITALE INVESTITO REGOLAMENTATO

L'assorbimento di cassa generato dal piano di investimenti e dalla politica dei dividendi porterà ad un aumento del debito netto di 3,1 miliardi di euro alla fine del Piano. La struttura del capitale rimane solida: durante il periodo di Piano, Terna si impegna a mantenere il rapporto tra debito e RAB sempre al di sotto del 60%. Le condizioni del debito, legato anche all'ottimo livello del rating di gruppo, restano molto competitive.

POLITICA DEI DIVIDENDI: CRESCITA ANNUA DEL 4% CON IL 2008 COME ANNO DI RIFERIMENTO

Confermata la politica dei dividendi che prevede una crescita annua del 4%, assumendo il 2008 come anno di riferimento e cedole semestrali, articolate in acconto e saldo. In aggiunta, una parte dei proventi derivanti dalla vendita di Terna Participações (pari a circa 150 milioni di euro), verrà destinata fino al 2012 ad integrazione della politica sopra evidenziata, come già annunciato al mercato lo scorso novembre.

"Un Piano con investimenti in crescita che conferma la nostra capacità di accelerare sullo sviluppo delle rete", ha dichiarato l'AD di Terna, Flavio Cattaneo, "4,3 miliardi di euro rappresentano una ulteriore sfida realizzativa con un focus importante sul centro sud, le interconnessioni e le energie rinnovabili. Il 2010 può essere l'anno di punta per una rete ancora più sicura ed efficiente. Terna è pronta. Adesso è necessario accelerare con le autorizzazioni".

Il materiale di supporto dell'evento Analyst Presentation è stato reso disponibile on line sul sito www.terna.it, nella sezione Investor Relations, in concomitanza con l'avvio dell'Analyst Presentation.

Nella stessa sezione è stato possibile seguire la presentazione in videowebstreaming.

Nel presente comunicato vengono utilizzati alcuni "indicatori alternativi di performance" (margine operativo lordo, Ebitda, Ebitda margin e Debito netto), il cui significato e contenuto sono illustrati qui di seguito in linea con la raccomandazione CESR/05-178b pubblicata il 3 novembre 2005:

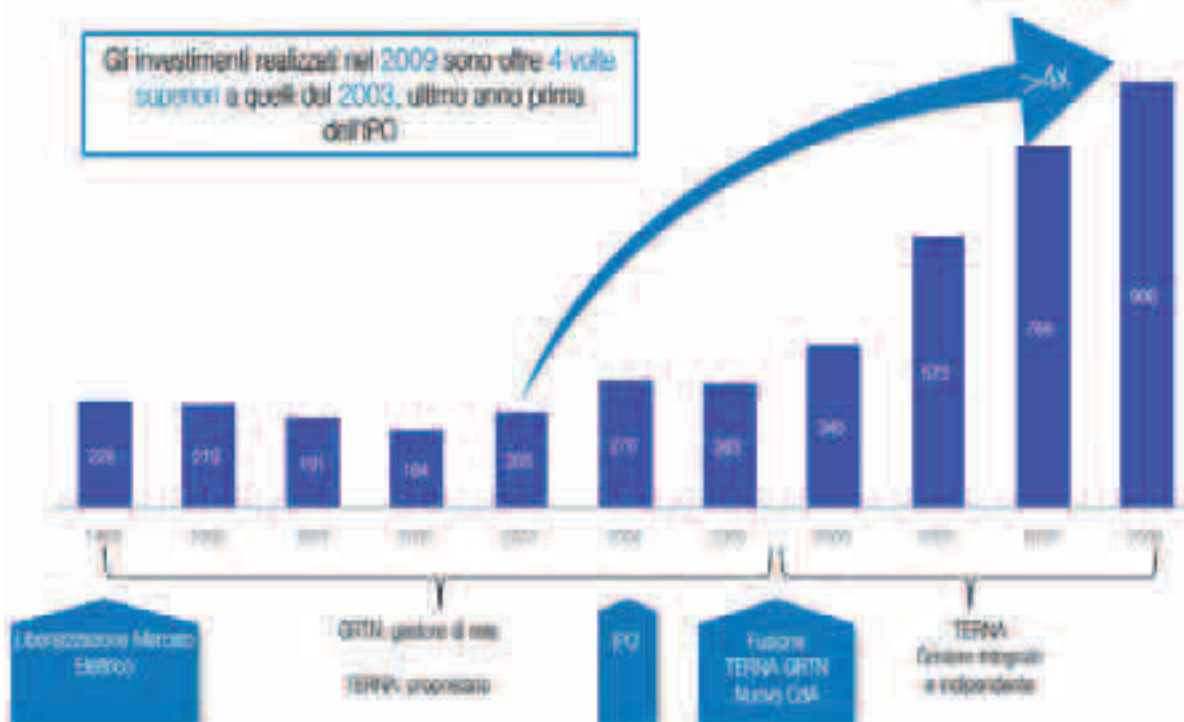
- Margine operativo lordo (Ebitda): rappresenta un indicatore della performance operativa; è calcolato sommando al risultato operativo (EBIT) gli ammortamenti; -Ebitda margin: rappresenta un indicatore della performance operativa; deriva dal rapporto tra il Margine Operativo Lordo (ebitda) e i ricavi;
- Debito netto: rappresenta un indicatore della propria struttura finanziaria; è determinato quale risultante dei debiti finanziari a breve e lungo termine e dei relativi strumenti derivati, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti e delle attività finanziarie.



Terna: investimenti realizzati sulla rete dall'avvio della liberalizzazione: ad oggi

(DAB in milioni-€)

Gli investimenti realizzati nel 2009 sono oltre 4 volte superiori a quelli del 2003, ultimo anno prima dell'IPQ



Razionalizzazione dell'area di Bussolengo e Verona

BENEFICI ECONOMICI

Riduzione delle perdite di rete per 16 milioni di kWh/anno, pari al consumo di circa 6.500 famiglie, contribuendo con un risparmio per gli utenti del sistema elettrico di circa 1,3 milioni di euro/anno.

BENEFICI AMBIENTALI

- Il complesso degli interventi consentirà di demolire circa 45 km di linee a 132 kV;
- saranno eliminati circa 160 sostegni;
- diminuzione di Co2 pari a circa 7.000 tonnellate l'anno;
- rimozione del conseguente vincolo di servitù di elettrodotto e di rispetto urbanistico su circa 90 ettari di terreno;
- in area industriale, riqualificazione urbana con demolizione e smaltimento di circa 2,6 km di binario merci in disuso.

Quantità del materiale (tonnellate) e territorio recuperati:

- Acciaio 312 t
- Alluminio 744 t
- Vetro 31 t
- Calcestruzzo 8800 t
- Vincolo di servitù d'elettrodotto liberato: 90 ettari.

INVESTIMENTO

41 milioni di euro.

A COSA SERVE

- Rinnovo della rete e degli impianti risalenti a circa 60 anni fa;
- potenziamento della capacità di trasporto della rete di alimentazione dei carichi di Verona;
- messa in sicurezza delle produzioni idroelettriche provenienti dal Medio Adige;
- migliorare la sicurezza del servizio elettrico e incrementare la flessibilità di esercizio della rete.

DESCRIZIONE INTERVENTO

Realizzazione di 2 elettrodotti a 132 kV in cavo interrato, per complessivi 24 km circa:



- Chievo-Verona Sud
- Bussolengo-Chievo
- Realizzazione dei raccordi relativi alla nuova direttrice Bussolengo-Garda
- Realizzazione dei raccordi per la nuova direttrice centrale Mincio-Castelnuovo-Pozzolengo
- Adeguamento della stazione elettrica di Bussolengo-San Salvar alle nuove esigenze, con lo sviluppo della sezione a 132 kV, il potenziamento delle trasformazioni, il rifacimento della sezione a 220 kV e la realizzazione dei relativi raccordi delle linee.

TERNA E IL PROCEDIMENTO DI REALIZZAZIONE

- Dicembre 2005 e luglio 2006: avvio iter autorizzativo per i collegamenti;
- maggio 2007: avvio cantieri per le due linee in cavo interrato;
- agosto 2008: messa in servizio primo collegamento in cavo interrato (Chievo - Verona S);
- settembre 2009: messa in servizio del secondo collegamento in cavo interrato (Bussolengo Chievo);
- stazione elettrica di S. Salvar: in fase di completamento;
- giugno 2009: avvio iter autorizzativo nei confronti del MiSE per i raccordi di collegamento alla nuova stazione di Bussolengo S.S delle linee a 220 kV e 132 kV alla stazione;
- gennaio 2010: inizio lavori di demolizione della linea 132 kV Bussolengo - Chievo;
- giugno 2010: chiusura cantiere.



Italia “hub elettrico” del Mediterraneo

I “PONTI ELETTRICI” PROTAGONISTI DEL PIANO 2010-2014

4 NUOVE INTERCONNESSIONI: 2 CON L'ESTERO E 2 CON LE ISOLE MAGGIORI, PER LA SUPER SMART GRID DEL MEDITERRANEO



Avviati gli iter autorizzativi di due nuove interconnessioni con l'estero (Montenegro e Francia), che si aggiungeranno alle 18 autostrade dell'energia che già collegano il sistema elettrico italiano a quello dei Paesi confinanti, con 2.000 MW di capacità di trasporto aggiuntiva.

Maggiore sicurezza per il sistema elettrico nazionale e internazionale, diversificazione del mix di combustibili, minore dipendenza del Paese da un ristretto numero di “sistemi” fornitori di energia e minori costi per il sistema Italia: queste in sintesi le ragioni per ampliare il numero delle interconnessioni transfrontaliere.

Si tratta della strategia di Terna per fare dell'Italia un vero e proprio “hub elettrico” del Mediterraneo,

costruendo una nuova rete all'avanguardia della tecnologia, una vera e propria super smart grid, che si completa attraverso i collegamenti di Sardegna e Sicilia con la Penisola, attualmente in costruzione che risolveranno le congestioni del mercato elettrico oggi presenti e consentiranno di trasportare l'ingente produzione rinnovabile che si concentra nel Sud Italia.

INTERCONNESSIONE ITALIA-MONTENEGRO: IL PRIMO PONTE ELETTRICO CON I BALCANI

Caratteristiche tecnico/economiche:

- 760 milioni di euro l'investimento;
- 450 km la lunghezza complessiva dell'interconnessione (tra Villanova in Abruzzo e Tivat in Montenegro), di cui 375 km in cavo sottomarino e 75 km di connessioni terrestri;
- 1000 MW la massima capacità di trasporto (svilupicabile per ulteriori 1000 MW);
- benefici per il sistema elettrico italiano;
- maggiore **sicurezza ed efficienza degli approvvigionamenti** del sistema elettrico italiano, **diversificazione delle fonti e aumento della concorrenza** nel mercato italiano;
- creazione di un **collegamento elettrico diretto** con la regione balcanica, caratterizzata da ingenti risorse energetiche, in particolare idriche e di lignite, e da surplus di generazione elettrica in prospettiva. Il Montenegro presenta collegamenti già attivi con Bosnia-Erzegovina, Serbia, UNM in Kosovo e, attraverso la Serbia, con Bulgaria e Romania;
- possibilità per gli operatori del mercato elettrico di **importare energia a costi inferiori** a quelli italiani

STATO DELL'OPERA

- 6 febbraio 2010: firmato accordo intergovernativo

vo tra Italia e Montenegro;

- 2 dicembre 2009: Terna ha avviato il l'iter autorizzativo per la parte italiana del nuovo cavo.

**INTERCONNESSIONE ITALIA-FRANCIA:
UN PROGETTO TECNOLOGICO UNICO AL MONDO**

Caratteristiche tecnico/economiche del progetto:

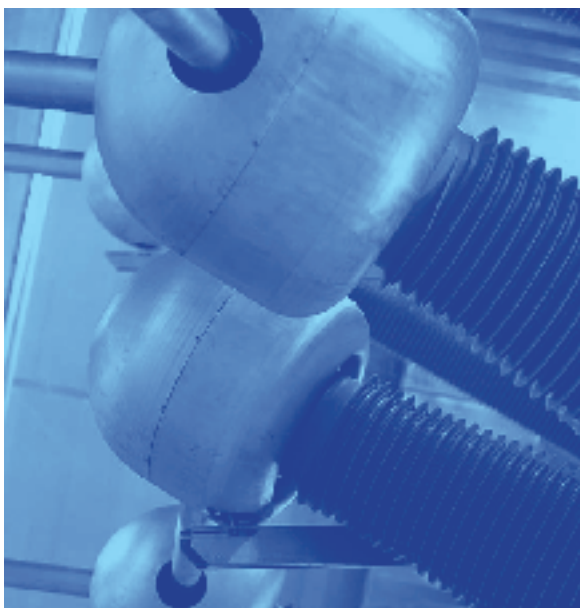
- 540 milioni di euro l'investimento per la parte italiana (di cui la metà a carico di Terna);
- 190 km tra Piossasco (Piemonte) e Grand'Île (Savoia) di cui 95 km il tratto italiano con oltre 72 km lungo l'autostrada A32 e la Galleria di servizio del Frejus.
- 1.000 MW la massima capacità di trasporto;
- benefici per il sistema elettrico italiano;
- maggiore competitività del Mercato elettrico con possibilità di approvvigionamenti a basso costo
- maggiore sicurezza del sistema;
- risparmi stimati per 37 milioni di euro l'anno sugli oneri di approvvigionamento.

STATO DELL'OPERA

19 Ottobre 2009: Terna SpA e Transenergia Srl, società partecipata da SITAF SpA e da CIE SpA, hanno presentato congiuntamente al Ministero dello Sviluppo Economico, la domanda di autorizzazione.

SA.PE.I. E SORGENTE-RIZZICONI: DUE CAVI DA RECORD PER TERNA

Sono in costruzione le due interconnessioni della Sardegna e della Sicilia con il resto della Penisola. Due cavi, il SA.PE.I. (acronimo che sta per Sarde-



gna-Peniso-
la Italiana), il cui primo polo è già completato e il 2° lo sarà entro il 2010, e la Sorgente (ME) – Rizziconi (RC), che stabiliscono altrettanti record mondiali per il sistema elettrico italiano.

Il SA.PE.I., il più lungo "ponte elettrico" del Mediterraneo con 435 km che collegano Latina a Fiume



Santo (SS), è l'elettrodotto sottomarino più profondo del mondo; la Sorgente (ME) – Rizziconi (RC) sarà la più lunga linea elettrica sottomarina in corrente alternata del mondo, con un tratto di 38 km sotto le acque del Tirreno che aggira lo stretto di Messina.

750 milioni di euro di investimenti per il SA.PE.I. e 710 milioni per la Sorgente-Rizziconi, che a regime produrranno risparmi per 125 milioni di euro l'anno sulle bollette di tutti gli italiani, fanno di queste due opere il fiore all'occhiello degli investimenti Terna.

ALTRE INTERCONNESSIONI ALLO STUDIO

Terna sta studiando, in collaborazione con i TSO frontaliere, ulteriori progetti di interconnessione con i Paesi confinanti e che si affacciano sul Mediterraneo. Si tratta di nuovi elettrodotti con la Slovenia, la Tunisia e la Croazia.



Lo sviluppo della rete motore per l'economia

- 1 MILIARDO DI EURO I CANTIERI PRONTI A PARTIRE
- LAVORO PER 200 IMPRESE E 10.000 PERSONE
- CENTRO-SUD, RINNOVABILI E "PONTI ELETTRICI": LE PRIORITÀ DEL PIANO 2010-2014

Più rete, più sostenibilità, meno costi: 3.000 km di nuove linee e 600 milioni di euro di risparmi sulle bollette.

Terna accelera sulla rete. Il Piano Strategico 2010-2014 prevede la realizzazione di 3.000 nuovi km di rete tecnologici, innovativi e a basso impatto ambientale e l'abbattimento, già pianificato, di almeno 800 km di vecchie linee. 3,1 miliardi gli investimenti in 5 anni che a regime sbottiglieranno tra i 2.500 e i 4.500 MW di produzione più efficiente, equivalenti al doppio del consumo di picco di una città come Roma, porteranno un risparmio annuo per le bollette di 600 milioni di euro ed una riduzione delle emissioni di CO2 di 2,5 milioni di tonnellate/anno, pari alle emissioni in un anno di oltre 1 milione e mezzo di utilitarie medie a gasolio. Il risparmio energetico, cioè le minori perdite di energia, sarà di 600 milioni di kWh/anno, pari al consumo annuale di oltre 100.000 italiani.

2010 ANNO DI MASSIMO SFORZO PER GLI INVESTIMENTI SULLA RETE

Il 2010 sarà l'anno di picco degli investimenti di Terna sulla rete. 1 miliardo di euro è il valore delle opere le cui autorizzazioni dovrebbero sbloccarsi entro l'anno e che permetterebbero di attivare ulteriori cantieri. Raddoppieranno le persone impiegate nella realizzazione delle nuove opere arrivando a 10.000 lavoratori al giorno. Le imprese coinvolte, in gran parte italiane, saliranno a 200, senza contare le subforniture di cui queste si avvalgono.

CENTRO-SUD, RINNOVABILI E "PONTI ELETTRICI" LE PRIORITÀ DEL PIANO STRATEGICO 2010-2014 DI TERNA

Oltre il 70% degli investimenti di sviluppo previsti dal Piano sono concentrati al centro-sud per lo "sbottigliamento" della rete e la connessione delle



fonti rinnovabili. Tra questi 2 ponti elettrici, 2 cavi dei record per Terna e il sistema elettrico italiano: il SA.PE.I., la nuova linea Sardegna-Penisola Italiana, che rappresenta il più importante elettrodotto mai realizzato in Italia e di cui il 1° cavo è ormai completato, e la Sorgente-Rizziconi, il collegamento Sicilia-Calabria in costruzione che rappresenterà la più lunga linea sottomarina in corrente alternata al mondo.

Inoltre, 2 nuove interconnessioni con l'estero, con la Francia e il Montenegro, per 2.000 MW di potenza complessiva, si aggiungeranno alle 18 autostrade dell'energia che già collegano il sistema elettrico italiano a quello dei Paesi confinanti.

300 CANTIERI GIÀ AL LAVORO OGNI GIORNO PER LE NUOVE LINEE

Sono già 300 i cantieri aperti in tutta Italia, che ogni giorno danno lavoro a 5.000 persone, per la realizzazione di opere che valgono da sole 1,7 miliardi di euro.

Tra i grandi progetti in costruzione: il 2° cavo del SA.PE.I.; la parte in cavo sottomarino della linea Sorgente-Rizziconi (Sicilia-Calabria); la linea S. Barbara-Casellina in Toscana dove sono già stati installati 9 innovativi tralicci disegnati da Norman Foster; il collegamento Lodi-Pavia; la linea Ittiri-Codrungianus in Sardegna; gli interventi in Piemonte per l'incremento della capacità di import dalla Francia; quelli di completamento della razionalizzazione della rete in Valtellina, Valcamonica e Val D'Ossola; 12 stazioni elettriche di cui 8 per la raccolta della produzione rinnovabile nel Sud Italia.

Fai una scelta verde

GreenPlan

Per un pianeta e un business più sani

Con **GreenPlan**, incoraggiamo ogni giorno le aziende e i driver in 30 diverse nazioni a dare il proprio contributo per un pianeta più pulito, fornendo la nostra consulenza per una flotta e uno stile di guida più verdi.

E grazie all'**EcoCalculator**[®], potrai monitorare giorno per giorno i progressi conseguiti nella riduzione delle tue emissioni CO₂. C'è molto da guadagnare, per il pianeta, per le aziende e per le persone. Quindi fai una scelta verde, scegli **GreenPlan** e scopri un'altra dimensione del perché **It's easier to leaseplan**.

Le attività di formazione all'ecoguida e quelle di compensazione di GreenPlan sono realizzate in collaborazione con:



Intelligent Energy Europe



Le regole del mercato elettrico

RAPPORTO ANNUALE SUL PROCESSO DI ADEGUAMENTO



VALUTAZIONE PER L'IMPLEMENTAZIONE DELLA REGOLA DI FORMAZIONE DEL PREZZO DELL'ENERGIA ELETTRICA, DI CUI ALL'ARTICOLO 3, COMMA 4, DEL DECRETO DEL MINISTRO DELLO SVILUPPO ECONOMICO 29 APRILE 2009.

PREMESSA

La legge 28 gennaio 2009, n.2, (di seguito: legge n. 2/09), prevede all'articolo 3, commi 10 e seguenti, un processo di riforma della disciplina del mercato elettrico con la finalità di conseguire minori oneri per le famiglie e le imprese e ridurre il prezzo dell'energia elettrica, promuovendone una maggiore concorrenzialità anche tramite lo sviluppo di mercati organizzati a termine e una maggiore integrazione del mer-

cato elettrico italiano con il mercato interno europeo.

Tra le misure previste per la riduzione del prezzo dell'energia elettrica, la legge introduce il principio secondo cui il prezzo dell'energia è determinato, al termine del processo di adeguamento disciplinato dalle lettere da b) ad e) dell'articolo 3, comma 10, della legge n. 2/09, in base ai diversi prezzi di vendita offerti sul mercato, in modo vincolante, da ciascuna azienda e accettati dal Gestore del mercato elettri-

co, con precedenza per le forniture offerte ai prezzi più bassi fino al completo soddisfacimento della domanda.

Il Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 29 aprile 2009 (di seguito: decreto 29 aprile 2009), in attuazione del citato articolo 3 della legge n. 2/09, nel disporre operativamente l'avvio del processo di adeguamento delle regole del mercato, prevede dei tempi per la realizzazione dell'intero processo e dispone che (articolo 3, comma 4, dello

stesso decreto) “a partire dall’1 aprile 2012 il prezzo dell’energia elettrica nel mercato del giorno prima è determinato in base ai diversi prezzi di vendita offerti sul mercato, in modo vincolante, da ciascun operatore di mercato in vendita ed accettati dal Gestore del mercato elettrico, con precedenza per le forniture offerte ai prezzi più bassi fino al completo soddisfacimento della domanda, subordinatamente alla verifica positiva da parte del Ministero dello sviluppo economico del completamento del processo di adeguamento disciplinato dalle lettere da b) ad e) dell’articolo 3, comma 10, della legge n. 2/09”.

In particolare, il processo di adeguamento richiamato dalla legge e dal decreto di attuazione verte:

- sull’introduzione di un mercato infragiornaliero dell’energia;
- sulla trasparenza dei dati sulle offerte nei mercati;
- sulla riforma dei mercati dei servizi di dispacciamento;
- sull’integrazione funzionale del mercato infragiornaliero con il mercato dei servizi di dispacciamento.

Le prime tre misure sono state già oggetto di attuazione nei termini previsti dal decreto 29 aprile 2009, mentre l’integrazione funzionale tra il mercato infragiornaliero e il mercato dei servizi di dispacciamento è attesa a partire da gennaio 2011.

In parallelo al completamento del processo di adeguamento del mercato, vanno valutate le condizioni per l’implementazione della nuova regola di formazione del prezzo, valutazione che secondo l’articolo 3, comma 5, del decreto 29 aprile 2009 è da condurre rispetto ai seguenti elementi:

- evoluzione dell’attuale mercato a seguito dello sviluppo della rete di trasmissione nazionale operata da Terna, tenendo conto dei tempi per la realizzazione delle opere e della necessità di preservare la

stabilità regolatoria della configurazione zonale per periodi di durata triennale;

- sviluppo dei mercati a termine organizzati e della loro liquidità, della struttura di mercato in termini di concentrazione dell’offerta e delle eventuali misure pro-concorrenziali introdotte ai sensi dell’articolo 3, comma 10-bis, della legge n. 2/09;
- evoluzione del mix tecnologico del parco di generazione in previsione dell’inserimento di nuove tecnologie produttive;
- integrazione del mercato italiano con quelli limitrofi e, in generale, con quelli europei.

Il presente rapporto è elaborato ai sensi dell’articolo 6, comma 3, del decreto 29 aprile 2009, secondo cui, a partire dal 2010 ed entro il 30 giugno di ciascun anno, il Ministero dello sviluppo economico effettua le verifiche sopra illustrate al fine di disporre l’eventuale operatività della nuova regola di formazione del prezzo comunque non prima dell’1 aprile 2012.

Il documento si pone come strumento: a) di verifica del completamento delle misure previste nel processo di adeguamento del mercato, nonché b) di analisi degli aspetti di mercato rilevanti per il passaggio al Pay as Bid (di seguito: PAB), fornendo elementi di valutazione e di riflessione al fine di individuare le modalità più idonee al raggiungimento degli obiettivi della legge n.2/09 in termini di riduzione dei prezzi dell’energia elettrica.

Il seguente paragrafo fornisce considerazioni di carattere generale sulla regola di prezzo Pay As Bid; il paragrafo 3 analizza gli elementi di valutazione previsti dal decreto 29 aprile 2009 per il passaggio al PAB; il paragrafo 4 analizza le interrelazioni tra la regola di prezzo utilizzata nei mercati a pronti e le caratteristiche del mercato elettrico, con specifico riguardo alla situazione

attuale e prospettica degli elementi di valutazione presi a riferimento dall’articolo 3, comma 5, del decreto 29 aprile 2009; nel quinto ed ultimo paragrafo sono riportate le conclusioni, anche in termini delle attività future da compiere per il passaggio al PAB.

LE REGOLE DI FORMAZIONE DEL PREZZO DELL’ENERGIA ELETTRICA NEL MERCATO DEL GIORNO PRIMA: IL SYSTEM MARGINAL PRICE E IL PAY AS BID.

L’attuale meccanismo di formazione del prezzo dell’energia elettrica sul mercato del giorno prima (MGP) si basa sulla regola del System Marginal Price (SMP), detta anche asta uniforme, e prevede che, salvo casi particolari, il prezzo di equilibrio di mercato sia pari a quello dell’ultima offerta in vendita accettata nella zona di mercato in cui è localizzata l’unità di produzione cui l’offerta di vendita è riferita.

Secondo la nuova regola di formazione del prezzo PAB, detta anche asta discriminatoria, le offerte di vendita, ordinate in modo crescente, vengono remunerate ciascuna al valore espresso nell’offerta stessa e non tutte allo stesso prezzo determinato dal valore dell’offerta marginale, come è invece nel caso di SMP. In conseguenza di tale meccanismo di remunerazione delle offerte accettate, si hanno prezzi diversi e crescenti fino al prezzo che caratterizza l’offerta marginale accettata.

Solo nel caso, assai teorico e comunque non verificato nei comportamenti reali degli operatori, in cui le offerte formulate non subiscano variazioni a seguito del cambiamento della regola di prezzo, si avrebbe una riduzione del prezzo medio di borsa con il passaggio al PAB rispetto quanto sarebbe in caso di SMP, dove tutte le offerte sono remunerate al prezzo dell’offerta mar-



ginale accettata.

Se così fosse, ovvero se la struttura dell'offerta e le strategie di formulazione del prezzo rimanessero le stesse indipendentemente dalla regola di prezzo, si verificherebbe un beneficio dal lato della domanda in quanto la remunerazione delle offerte accettate a prezzi diversi e crescenti fino al prezzo dell'offerta marginale non intacca il surplus del consumatore, ovvero la differenza tra il valore a cui i consumatori sono disposti a pagare l'energia e il valore di mercato della stessa.

EFFETTO SULLE STRATEGIA D'OFFERTA

In base alla letteratura economica sul tema, con il passaggio al PAB è razionale attendersi un importante adeguamento dei comportamenti strategici degli operatori al fine di replicare i risultati, in termini di prezzo, che si otterrebbero con il SMP.

Nel caso di SMP, e data una struttura d'offerta concorrenziale, ogni produttore ha interesse ad offrire l'energia ad un prezzo pari al proprio costo variabile, al

fine di assicurarsi di essere chiamato a produrre: nel caso in cui risulti marginale, la sua energia sarà valorizzata ad un prezzo che gli consente la copertura dei costi variabili; nel caso in cui risulti inframarginale, riceverà un prezzo più alto dei propri costi variabili, assicurandosi così anche la copertura di una parte dei costi fissi, attraverso il trattenimento della differenza tra il prezzo fissato dall'offerta marginale e quello della propria offerta, ovvero la cosiddetta rendita inframarginale.

Con il PAB viene meno la possibilità di trattenere la rendita inframarginale, che assicura agli operatori un più rapido rientro dei costi di investimento, e di conseguenza viene meno anche l'incentivo a presentare offerte in linea con i costi variabili delle singole tecnologie di produzione. Al fine di replicare un risultato più vicino possibile a quello prodotto con SMP, i produttori – anche in caso di struttura dell'offerta concorrenziale – non presentano offerte allineate al proprio costo marginale, ma

cercano di individuare il valore di mercato dell'energia e presenteranno offerte prossime a questo. L'offerta risultante è tanto più inferiore al valore di mercato atteso quanto maggiore è il rischio/costo per il produttore derivante dal non essere chiamato a produrre. Pertanto, la curva di offerta di mercato costruita in presenza di PAB risulta più piatta della curva di offerta che si avrebbe in caso di SMP. Il comportamento razionale (e non necessariamente non concorrenziale) degli operatori porta, quindi, ad una riduzione dei prezzi minore rispetto a quella attesa con il passaggio al PAB qualora rimanesse immutata la strategia di offerta.

IMPORTANZA DELLA RENDITA INFRAMARGINALE

La possibilità per i produttori operanti in un mercato regolato con SMP di trattenere la rendita inframarginale consente agli impianti con bassi costi variabili di poter coprire anche i propri costi fissi offrendo la propria produzione a prezzi allineati ai propri costi variabili.

L'importanza della rendita inframarginale ai fini del contributo alla copertura dei costi di investimento ed il venir meno della stessa in un mercato regolato con PAB costituiscono la ragione principale per attendersi una riformulazione delle strategie d'offerta in presenza di PAB. Tale regola, infatti, non assicura l'ottenimento della rendita inframarginale che si avrebbe con regola SMP, rendendo più lungo e difficile il rientro dei costi fissi. Questo fattore rappresenta un disincentivo all'investimento in nuova capacità, con un impatto negativo significativo sui potenziali produttori nuovi entranti, e contestualmente non assicura che la stessa sia differenziata sul piano tecnologico. Pertanto, è opportuno che il passaggio a PAB avvenga in presenza di un parco produttivo vicino a quello ottimo. Solo in tal caso si avrebbe la quasi invarianza tra SMP e PAB, da questo punto di vista.

D'altra parte, l'importanza della rendita inframarginale ed il riconoscimento della stessa attraverso la scelta del SMP rappresentano una scelta di politica energetica in quei mercati "giovani", in cui è necessario indirizzare verso il parco produttivo ottimo gli investimenti degli operatori presenti sul mercato o di potenziali nuovi entranti, generando così una spinta pro-concorrenziale. In tal senso, il riconoscimento della rendita inframarginale attraverso il SMP assicura investimenti in tecnologie di produzione differenziate attraverso la copertura, mediante la regola di prezzo individuata, non solo dei costi variabili ma anche di parte dei costi fissi.

EFFETTO SULLA CHIAMATA A PRODURRE

In presenza di PAB e in un contesto di informazione imperfetta e asimmetrica, che non consente di ricostruire con precisione la struttura dei costi dei concorrenti (stimandone le relative offer-

te) e la curva di domanda nelle diverse ore, i produttori presentano offerte a prezzi scontati rispetto al prezzo di equilibrio atteso. Si potrebbe, tuttavia, verificare che un impianto di base o comunque inframarginale, in grado di produrre a costi variabili minori e quindi tendenzialmente più efficiente, costruisca la propria offerta sulla base di una stima del prezzo di mercato atteso che risulti superiore rispetto alla stima presa a riferimento da un impianto di punta, caratterizzato da alti costi variabili. Nell'ordine di merito economico l'impianto più efficiente rimarrebbe, quindi, fuori e non sarebbe chiamato a produrre, per cui si produrrebbero inefficienze, con maggiori oneri per i consumatori, e una sottoremunerazione degli impianti di base.

Se, inoltre, si considera che solitamente i nuovi entranti hanno minori informazioni sulla struttura della domanda residuale – e quindi maggiori margini di errore nello stimare il prezzo di equilibrio atteso – si deduce che il PAB tende a sfavorire non solo gli impianti caratterizzati da elevati costi fissi, ma anche i nuovi entranti.

Ciò risulta in una inefficienza di sistema che, congiuntamente al venir meno della rendita marginale, può causare nel medio-lungo periodo un ridimensionamento non ottimo del parco produttivo.

EFFETTO DI SEGNALE E TUTELA DELLA CONCORRENZA

Un'altra possibile criticità del PAB consiste nel fatto che tale meccanismo di remunerazione delle offerte non consente, nel breve periodo, di riconoscere offerte accettate particolarmente alte come motivo di scarsa capacità disponibile o di potere di mercato. Tuttavia, se la situazione di scarsità tende a prolungarsi nel tempo o è prevista dagli operatori, tutte le offerte si allineeranno ai prezzi più alti. Pertanto,

verrà riprodotto lo stesso risultato del SMP che, invece, risulta più immediato e trasparente nel consentire di ricondurre, già nel breve periodo, i picchi di prezzo a situazioni di scarsità e/o di esercizio di potere di mercato.

Da quest'ultimo punto di vista, bisogna ricordare anche come il PAB presenti un teorico vantaggio con riferimento alla possibilità per i diversi operatori di adottare strategie collusive. Infatti, tale meccanismo tende a contenere, rispetto al SMP, la possibilità e l'interesse dei diversi operatori ad adottare strategie collusive, riducendo di conseguenza il numero di equilibri collusivi realizzabili dai produttori e rendendo, comunque, anche meno complesso individuarne la presenza.

Quindi, se da un lato è vero che PAB non favorisce una spinta pro-concorrenziale del mercato come rappresentato in precedenza, è anche vero che, attraverso il contenimento del numero di equilibri collusivi, lo stesso consente un maggior controllo dei comportamenti più o meno concorrenziali degli operatori.

EFFETTO SUI MERCATI OTC E SUI MERCATI A TERMINE

A causa della ridotta capacità di coprire gli investimenti attraverso la vendita di energia su MGP e del contestuale rischio di non essere chiamati a produrre, quale conseguenza del possibile ordine di merito non efficiente indotto dalla revisione delle strategie di offerta, un ulteriore effetto del passaggio al PAB potrebbe essere la tendenza a spostare l'energia in vendita verso i mercati OTC o verso i mercati a termine regolamentati. Tale fenomeno non necessariamente costituisce in sé una criticità ma potrebbe interessare soprattutto gli operatori inframarginali senza potere di mercato, i quali, per assicurarsi la chiamata, tenderebbero a presentare su MGP offerte

a sconto rispetto al prezzo atteso, con ricavi tendenzialmente inferiori rispetto a quelli ottenibili con un meccanismo di SMP. Poiché per questi impianti la partecipazione alla borsa potrebbe essere più rischiosa in termini di dispacciamento e meno vantaggiosa in termini di ricavi, sarà maggiore l'incentivo a stipulare contratti sui mercati a termine, regolamentati o OTC, ricorrendo al mercato spot soltanto per la modulazione. Tale fenomeno dovrebbe interessare meno gli impianti con potere di mercato e gli impianti di punta, considerata la possibilità per gli stessi di continuare a fissare strategicamente il prezzo secondo i propri obiettivi economici. Pertanto, vi sarebbe un vantaggio per operatori relativamente grandi a scapito di quelli medio-piccoli.

PAB, TIPO DI NEGOZIAZIONE E PREZZI ZONALI

Nei mercati organizzati europei, il PAB è utilizzato nei mercati a termine, fisici e/o finanziari, associato alla negoziazione continua con offerte aperte, per cui le offerte in acquisto e in vendita sono abbinate man mano che, inserite nel book di negoziazione, soddisfino gli stessi criteri.

La soluzione prevista per il mercato italiano, invece, dovrebbe basarsi su aste con sessioni chiuse prima dell'aggregazione delle offerte in vendita e in acquisto. La soluzione con negoziazione continua, al contrario, comporterebbe, però, la remunerazione a PAB anche per le offerte in acquisto, mentre la legge n. 2/09 fa espresso riferimento alle sole offerte in vendita. Sulla base di tale disposizione, le offerte in acquisto dovrebbero essere ancora valorizzate ad un prezzo medio, che sarà plausibilmente una media dei singoli prezzi di vendita PAB, ponderati per le rispettive quantità vendute.

La media potrebbe essere determinata a livello zonale, sebbene la stessa non possa essere

considerata in senso stretto alla stregua di un prezzo zonale, trattandosi infatti di un prezzo medio rilevante per le quantità in acquisto e non anche per quelle in vendita. In tal senso, per evitare complicazioni ai fini della quantificazione dei corrispettivi per l'uso della rete (CCT e CCC), si potrebbe continuare a valorizzare le congestioni interzonalie facendo riferimento al valore marginale dell'energia ed analogamente valorizzare al prezzo marginale le offerte di acquisto e vendita provenienti dai mercati dei Paesi confinanti. In tal modo, oltre a rispettare la lettera della legge n. 2/09, potrebbe essere salvaguardata anche l'applicabilità tecnica del market coupling (vedi infra), anche se sacrificando parte dei vantaggi di tale sistema.

Con riferimento alla determinazione di prezzi zionali a partire dal PAB, occorre ricordare che la legge n.2/09 prevede all'articolo 3, comma 12, che entro 24 mesi dalla entrata in vigore della stessa (29 gennaio 2011) il Ministro dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Aeeg) e sentita Terna, possa suddividere la rete rilevante in non più di tre macro-zone. Al riguardo, appare coerente con la finalità della riforma introdotta dal legislatore attribuire a tale previsione una finalità prevalentemente redistributiva, diversa dalla tipica attività regolatoria di suddivisione delle zone prevista dal Codice di rete, e dunque interpretare la norma nel senso di considerare tre macro-zone soltanto ai fini del calcolo di un prezzo medio lato acquisto, superando l'impiego del Prezzo Unico Nazionale (PUN), previsto tra l'altro come strumento temporaneo nel disegno di mercato varato nel 2004, sulla base dei criteri posti dal decreto legislativo n. 79/99 e dalla relativa legge di delega. Un'aggregazione anche dal lato dell'offerta, considerando gli attua-

li limiti di transito lungo la rete, potrebbe portare ad un aumento delle congestioni intrazonali, con conseguente aumento degli oneri su MSD e quindi sul consumatore finale.

Entro il termine fissato dalla legge n. 2/09 (fine gennaio 2011), sulla base della prevista proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, si provvederà a fornire elementi di valutazione al decisore politico sugli effetti di una possibile implementazione di un sistema articolato in non più di tre macro-zone.

VALUTAZIONE DEGLI ELEMENTI PER L'IMPLEMENTAZIONE DELLA NUOVA REGOLA DI PREZZO SUL MERCATO DEL GIORNO PRIMA

EVOLUZIONE DELLE ATTUALI ZONE DI RETE E SVILUPPO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE

La rappresentazione semplificata della rete di trasmissione che il GME utilizza per la rimozione delle congestioni che si determinano in base ai programmi di immissione/prelievo in esito dal mercato o in esecuzione dei contratti bilaterali, prevede una configurazione zonale che considera solamente i limiti di transito più rilevanti tra le zone della rete italiana. L'attuale configurazione di riferimento per il triennio 2009-2011, come definita dall'AEeg con delibera n. 116/08, su proposta di Terna, prevede:

- 6 zone geografiche (Nord, Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Sicilia, Sardegna);
- 5 poli di produzione limitata (Monfalcone, Foggia, Brindisi, Rossano, Priolo G.);
- 7 zone virtuali estere (Corsica, Corsica AC, Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Grecia).

Rispetto allo schema zonale passato, il nuovo vede i confini delle zone Sud e Centro Sud modificati (la Campania compresa nella zona Centro Sud e il Molise alla zona Sud), e l'eliminazione della



zona Calabria, ora compresa nella zona Sud. La proposta di Terna indicava anche come iniziativa possibile la divisione della zona Nord nelle sottozone Nord Ovest e Nord Est, al fine di contenere i costi sostenuti su MSD per i servizi necessari alla risoluzione della congestione interzonale. Con deliberazione 116/08 ARG-elt, l'Autorità, ritenendo non sufficientemente motivata la necessità di procedere nel senso indicato da Terna, ha approvato parzialmente la proposta e, considerando il permanere di alcuni dubbi sulla frequenza e sulla rilevanza delle congestioni tra area ovest ed area est della zona Nord, ha rinviato la decisione circa la suddivisione della medesima zona a successive valutazioni, richiedendo ulteriori approfondimenti a Terna. Il calo della domanda elettrica indotto dalla crisi economica degli scorsi anni ha verosimilmente reso meno evidente la necessità della separazione delle due zone.

L'eventuale decisione dell'AEEG sulla revisione della configurazione zonale della rete è stretta-

mente legata al piano di sviluppo della rete stessa predisposto da Terna che prevede, per il biennio 2010-2011, una serie di interventi di creazione di nuove infrastrutture di rete e di potenziamento di quelle esistenti. Tali attività mirano soprattutto a consentire la connessione di nuovi impianti di generazione, in particolare da fonte rinnovabile; a migliorare la flessibilità di esercizio del sistema; al potenziamento delle trasformazioni AT/MT per l'immissione della nuova generazione verso la rete di trasmissione; a permettere un migliore smistamento dell'import dall'estero, al fine di garantire i necessari livelli di sicurezza e flessibilità del servizio; a consentire la connessione di nuovi collegamenti, tra cui il cavo sottomarino Sapei tra la Sardegna e il Continente.

Con particolare riferimento alla costruzione di nuove linee o al potenziamento di quelle esistenti, gli interventi di maggior rilevanza previsti nel biennio 2010-2011, riguardano:

▶ in Piemonte, interventi di razionalizzazione, da completa-

re entro il 2011, per la semplificazione, l'ammodernamento e l'esercizio in sicurezza della rete a 132 kV della Val d'Ossola attraverso la realizzazione tra Verampio e Pallanzeno di due nuove direttrici a 132 kV ad elevata capacità di trasporto, rispetto alle tre attuali di portata ed affidabilità limitata;

▶ in Lombardia, interventi di razionalizzazione, da realizzare entro il 2010, dei sistemi elettrici nella Valcamonica, tra cui il potenziamento di una stazione 220/132 kV e la trasformazione in cavo interrato di linee a 220 e 132 kV;

▶ in Veneto, interventi di razionalizzazione, da realizzare entro il 2010, nell'area di Bussonengo (VR) mirati a garantire la sicurezza di alimentazione dei carichi e a migliorare la flessibilità di esercizio della rete attraverso la sostituzione e il potenziamento delle trasformazioni e al contestuale adeguamento della sezione 132 kV e, parzialmente, della sezione 220 kV. Al termine dei lavori, si attesteranno sulla nuova se-

zione 132 kV di Bussolengo S.S. quattro direttrici più le linee provenienti da Ala e Ferrara;

➤ in Toscana, entro il 2010, sono previsti una serie di interventi per ripristinare la piena capacità di trasporto dei collegamenti a 380 kV tra le stazioni di Calenzano e Poggio a Caiano, consentire il pieno sfruttamento della capacità produttiva della centrale termoelettrica di S. Barbara ed apportare miglioramenti ambientali;

➤ in Sardegna, è previsto per il 2010 il completamento dei lavori sull'elettrodotto a 500 kV tra Sardegna e Continente (SAPEI), attraverso la realizzazione del secondo polo del nuovo collegamento sottomarino HVDC tra la SE di Fiumesanto in Sardegna e la SE di Latina. L'elettrodotto contribuirà a rinforzare la connessione della rete sarda con il Continente, sia fornendo una maggiore garanzia alla copertura del fabbisogno sardo, sia favorendo l'esportazione della produzione eolica sarda. Il nuovo cavo sottomarino, infatti, consentirà agli operatori elettrici della Sardegna di partecipare con minori vincoli di scambio alle contrattazioni nel mercato elettrico, garantendo al contempo una maggiore flessibilità e una migliore sicurezza di esercizio della rete sarda;

➤ in Sardegna, ancora, è previsto per il 2011, la realizzazione dell'elettrodotto "Ittiri-Codrongianos", una nuova trasversale a 380 kV che collegherà l'elettrodotto a 380 kV "Fiumesanto - Selargius" alla stazione di trasformazione di Codrongianos (SS), al fine di aumentare la sicurezza della rete di trasmissione sarda e consentire di migliorare la gestione della produzione dei gruppi di Fiumesanto.

Oltre ai citati interventi, già in fa-

se di realizzazione e attesi per il biennio 2010-2011, vi sono:

➤ altri cantieri aperti per il potenziamento di stazioni elettriche al fine di consentire un miglior dispacciamento degli impianti di produzione connessi (Abbadia, San Severo, Deliceto, Troia lunga la dorsale adriatica; Napoli levante; Maida, in Calabria), nonché il cantiere per la realizzazione del cavo sottomarino Sorgente-Rizziconi in relazione al quale è stato recentemente autorizzato anche il tratto aereo.

➤ progetti in fase di autorizzazione in Friuli (collegamento Redipuglia-Udine Ovest), tra Piemonte e Lombardia (collegamento Trino-Lacchiarella), in Veneto (collegamento Dolo-Camin-Fusina), tra Emilia Romagna e Toscana (collegamento Colunga-Calenzano), in Toscana (collegamento Santa Barbara-Monte San Savino), lungo la dorsale adriatica (Villanova-Gissi), tra Puglia e Campania (il collegamento Foggia-Benevento), in Campania (il collegamento Montecorvino-Benevento e il collegamento tra il Continente e Capri), in Calabria (la trasversale Feroledo-Maida), in Sardegna (il collegamento Cagliari-Rumianca).

In sintesi, Terna stima per il periodo 2010-2014 la realizzazione di 2198 km di linee elettriche e 90 stazioni, con un miglioramento in termini di aumento degli scambi tra zone di rete come illustrato nella seguente tabella.

Ai progetti in territorio nazionale, si affiancano progetti in interconnessioni con la Francia, per un incremento dell'import previsto sul periodo 2010-2014 pari a 1600 MW, e con l'area balcanica, in particolare con il Montenegro, per un incremento dell'import previsto sul periodo 2010-2014 pari a 1000 MW.

A questi vanno, infine, aggiunti fino a 2000 MW di capacità di in-

▲ SCAMBI ZONE 2010/2014

Nord/Centro-Nord	+400 MW
Centro-Nord/Centro Sud	+300 MW
Sud/Centro-Sud	+1.900 MW
Sicilia/Sud	+900 MW
Sud/Sicilia	+1.000 MW
Sardegna-Continente/Corsica	+800 MW

Fonte: Terna.

terconnessione da realizzare nei prossimi anni attraverso lo sviluppo di interconnector, secondo le previsioni dell'articolo 32 della cosiddetta "legge sviluppo" (n. 99/09), ed ulteriori 500 MW secondo il medesimo schema realizzativo, ai sensi della legge n.41/10. A tal fine Terna ha individuato nuovi corridoi di interconnessione con l'estero, associando sempre questi ultimi a nuovi potenziamenti della RTN, quasi interamente sulla frontiera settentrionale del Paese:

➤ sulla frontiera francese è stato proposto un nuovo collegamento in corrente continua nell'area costiera tra il sud-est della Francia ed il nord-ovest d'Italia. Tali sviluppi potranno garantire un incremento dell'import pari a 500 MW;

➤ lato Svizzera, gli sviluppi individuati riguardano principalmente corridoi infrastrutturali elettrici esistenti, che potranno essere rafforzati allo scopo di raggiungere una capacità di import aggiuntiva di 700 MW;

➤ lato Austria, è stata individuata la possibilità di realizzare un nuovo collegamento, che sposando ipotesi di sviluppo già previste dall'operatore austriaco, consentono di incrementare la capacità di import sino ad un massimo di 500 MW;

➤ lato Slovenia, un nuovo corridoio infrastrutturale è stato individuato tra la costa slovena e l'area Nord Est del Paese, con un incremento di capacità di import sino a 500 MW.

Dal Piano decennale degli investimenti di Terna sul periodo 2010-2019, emerge che lo sviluppo della rete di trasmissione na-



zionale dovrebbe portare a benefici per il Paese in termini di:

- incremento della capacità di import stimato tra 3000 e 6000 MW;
- riduzione delle perdite di rete per 1,2 TWh annui
- riduzione delle congestioni di rete tra 4000 e 8000 MW.

SVILUPPO DEI MERCATI A TERMINE ORGANIZZATI

Il decreto 29 aprile 2009 ha inteso potenziare i mercati a termine organizzati sull'energia elettrica, attraverso una revisione delle regole che riguardavano il mercato a termine con consegna fisica (MTE), organizzato e gestito dal GME, e attraverso il completamento con il mercato a termine finanziario organizzato e gestito da Borsa Italiana, realizzato con un'integrazione dell'IDEX con la PCE, introducendo a partire da novembre 2009 l'opzione di consegna fisica dei contratti mensili conclusi sul mercato finanziario.

In considerazione della interrelazione tra mercati a termine e mercati spot, il decreto 29 aprile 2009 considera lo sviluppo dei mercati a termine, misurato in termini di liquidità e concentrazione dell'offerta, come uno degli elementi di valutazione ai fini dell'implementazione del PAB, insieme all'eventuale adozio-

ne di misure pro-concorrenziali introdotte secondo le previsioni dell'articolo 3, comma 10-bis, della legge n. 2/09.

Per quanto attiene l'evoluzione dei mercati a termine organizzati, a partire da novembre 2009 la tipologia di contratti negoziati su MTE è stata ampliata prevedendo anche la negoziazione di contratti trimestrali ed annuali, in aggiunta ai contratti mensili. A seguito delle modifiche introdotte nella disciplina, si è registrato un notevole incremento dei volumi scambiati sul nuovo MTE rispetto a quello partito a novembre 2008, passando da 57.600 MWh a 555.114 MWh scambiati a maggio 2010. I prodotti più scambiati sono quelli mensili, che da novembre 2009 a maggio 2010 hanno subito un incremento del 100%, passando da 27.024 MWh a 55.080 MWh, e i contratti annuali, che sono passati da 43.800 MWh negoziati a dicembre 2009 ai 412.800 MWh negoziati a maggio 2010.

Ai fini del calcolo della liquidità su MTE, si fa presente che i volumi dei contratti OTC relativi all'anno 2010 sono nell'ordine di 150TWh, mentre i volumi scambiati sull'insieme dei mercati organizzati, MTE ed IDEX, nel primo semestre dell'anno sono pari a circa 11,3 TWh. La liquidi-

tà, pertanto, rimane molto bassa, spiegabile in parte con l'applicazione delle nuove regole relative ai mercati a termine in un periodo ormai tardivo rispetto alle negoziazioni per il 2010.

Per quanto riguarda la struttura dell'offerta su MTE, nel periodo da novembre 2009 a maggio 2010 l'analisi delle quote di mercato calcolate in base ai MWh negoziati suggerisce che il mercato è ancora molto concentrato sia dal lato della domanda (il primo operatore ha acquistato l'86% delle quantità; ciascuno degli altri 7 operatori in acquisto ha quote inferiori al 4%), sia dal lato dell'offerta (ai primi due operatori fa capo l'84% delle vendite, ciascuno degli altri 8 operatori in vendita ha quote inferiori al 5%).

EVOLUZIONE DEL MIX TECNOLOGICO DEL PARCO DI GENERAZIONE

Con riferimento all'evoluzione del parco di generazione sul biennio 2010-2011, si fa presente che:

- per quanto riguarda il termoelettrico, sulla base dei dati Terna relativi agli impianti di potenza maggiore di 300 MW già autorizzati e con cantieri avviati, per il biennio 2010-2011 si prevede un incremento di capacità pari a 4800 MW, di cui la quasi totalità relativa a nuovi impianti a ciclo combinato a gas naturale, con la sola eccezione di 1200 MW relativi alla centrale a carbone di Torvaldaliga Nord della società Enel. La nuova capacità produttiva attesa risulta localizzata prevalentemente nell'area Centro-Sud e Sud del Paese. Tale situazione si traduce in una maggiore esposizione al rischio di congestioni sulla rete di trasmissione che possono comportare il mancato utilizzo della potenza complessiva delle nuove centrali. Le analisi effettuate da Terna evidenziano il rischio che le

congestioni riducano l'utilizzo della nuova capacità produttiva ed in particolare che solo 3 dei circa 5GW attesi nel biennio contribuiranno a migliorare i margini di adeguatezza.

▶ per quanto riguarda le rinnovabili, fino ad aprile 2010 Terna ha ricevuto richieste di connessione alla rete per una potenza totale pari a 121.1918 MW di cui 8.070 MW localizzati al Nord, 11.670 MW al centro, 77.393 MW al Sud, 17.270 MW in Sicilia, 7.515 MW in Sardegna. Dei 121.1918 MW di potenza totale per cui è stata richiesta la connessione alla rete, 88.171MW sono prodotti da eolico, 23.206 MW da solare, 6800MW da biomasse, 3.741 MW da altre fonti rinnovabili.

La generazione da eolico ha avuto un notevole sviluppo: attualmente la potenza eolica installata è pari a circa 4.500 MW, di cui circa 1.700 MW sono localizzati in Sicilia e Sardegna, mentre la quasi totalità dei rimanenti impianti è situata in Puglia, Campania, Calabria e Basilicata. Le analisi di Terna indicano una crescita della capacità eolica installata, con una previsione di 6500MW al 2010-2011 e una previsione di 10.260MW al 2014-2015, con una concentrazione significativa nelle isole maggiori, in Puglia, Calabria e Campania.

Dal punto di vista della rete elettrica, tali aree presentano già un certo grado di criticità in quanto, sia per la carenza di una efficace magliatura della rete elettrica, sia per la presenza di generazione superiore al carico locale, esistono di fatto limitazioni sulla potenza producibile. È quindi prevedibile che, in presenza di criticità topologiche della rete elettrica e in assetti di rete particolari possa permanere la necessità di limitare la produzione anche degli impianti eolici. Terna ha previsto nel proprio Piano di Sviluppo una serie di inter-



venti in grado di favorire in modo sostanziale la trasmissione della produzione eolica. Al riguardo si fa presente che sono in fase di realizzazione, con cantieri già avviati, un numero considerevole di interventi sulla rete per assicurare la dispacciabilità degli impianti alimentati da rinnovabili (Collarmente (AQ); Troia (FG); Deliceto (FG); Brindisi Sud; Tarsia (CS); Maida (CZ); Bisaccia (AV); Villafranca (ME) – Scilla (RC); Sambuca di Sicilia (AG); Cattolica Eraclea (AG); Ittiri (SS) – Codrongianos (SS); Mogorella, Siamanna, Villurbana (OR)) mentre un numero di gran lunga più significativo risulta oggetto di procedure di autorizzazione o concertazione con Regioni ed Enti locali.

▶ per quanto riguarda la previsione dell'inserimento di nuove tecnologie produttive, ed in particolare la produzione termoelettrica da fonte nucleare, il decreto legislativo 10 febbraio 2010, n.31, ha definito i criteri per la localizzazione, la realizzazione e l'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica nucleare, di impianti di fabbricazione del combustibile nucleare, dei sistemi di stoccaggio del combustibile irraggiato e dei rifiuti radioattivi, nonché misure compensative e campagne informative al pubblico. Il Programma Nucleare del Governo

prevede l'avvio della produzione effettiva di energia elettro-nucleare a partire dal 2020.

INTEGRAZIONE DEI MERCATI EUROPEI

In linea con gli obiettivi fissati dalla Commissione Europea in tema di promozione dello sviluppo degli scambi di energia attraverso l'assegnazione della capacità transfrontaliera mediante asta implicita, a partire da fine 2007 è allo studio un progetto di integrazione sulla frontiera tra Italia e Slovenia. Il progetto, in via di definizione, prevede l'applicazione del meccanismo di market coupling che consente di allocare l'energia elettrica scambiata sul mercato del giorno prima in import/export da e verso la Slovenia, in maniera congiunta all'assegnazione del diritto di utilizzo della capacità di trasporto sull'interconnessione. Il progetto, supportato dal Ministero dello sviluppo economico e dal Ministero dell'economia Sloveno attraverso l'adozione di un Memorandum of Understanding e dalle rispettive Autorità di regolazione, dovrebbe essere operativo a partire dall'inizio del 2011 e riguarderà, per il breve periodo, la gestione dei flussi sulla frontiera italo-slovena (circa 300 MW di capacità di importazione/esportazione rispetto a circa 5500 MW se si considerano tutte le frontiere); successivamente

te potrebbe estendersi agli altri Paesi rientranti nell'area Centro-Sud dell'Iniziativa Regionale Europea dell'EREG, alcuni dei quali hanno manifestato interesse per l'iniziativa.

L'allocatione dei diritti di trasporto attraverso sistemi di asta implicita, quali il market coupling, presenta numerosi vantaggi, per le allocazioni di breve termine, rispetto alle attuali aste esplicite, tra cui il più rilevante consiste nell'utilizzo efficiente della capacità di interconnessione. Questo beneficio è tanto maggiore quanto più la capacità di interconnessione è rilevante rispetto al totale della domanda e quanto più volatile è il differenziale di prezzo tra i mercati all'ingrosso dei Paesi confinanti. In considerazione sia del peso relativo delle importazioni/esportazioni nella copertura della domanda italiana, sia dei differenziali di prezzo tendenzialmente più alti rispetto ai paesi confinanti, appaiono significativi i vantaggi potenziali per il nostro Paese derivanti da una migliore gestione della capacità transfrontaliera.

Al riguardo, si richiamano altre iniziative intraprese al fine di incrementare il livello di integrazione del mercato elettrico nazionale con i mercati regionali ed europei.

In particolare si ricordano: i progetti cui partecipa Terna, quali CASC e CORESO, finalizzati rispettivamente alla gestione comune dei processi di allocazione della capacità transfrontaliera e alla gestione comune delle informazioni relative ai flussi di energia elettrica; il coinvolgimento del GME insieme ai gestori di altre borse europee al fine di individuare, nell'ambito dei lavori delle iniziative regionali europee, un modello di azione per la graduale costruzione di un mercato unico europeo.

Tra gli strumenti volti a favorire la promozione dell'integrazio-

ne dell'Italia con gli altri Paesi europei, l'articolo 32 della "legge sviluppo" dispone che Terna Spa provveda, a fronte di specifico finanziamento da parte di soggetti investitori terzi, a programmare, costruire ed esercire uno o più potenziamenti delle infrastrutture di interconnessione con l'estero nella forma di «interconnector» ai sensi del regolamento (CE) n. 1228/2003 per un incremento di 2000 MW della complessiva capacità di trasporto disponibile con i Paesi esteri, in particolare con quelli confinanti con il nord dell'Italia, aumentati di ulteriori 500 MW sulla base della legge n.41/2010.

REGOLA DI PREZZO E ELEMENTI DI VALUTAZIONE DI CUI ALL'ARTICOLO 3, COMMA 5, DEL DECRETO 29 APRILE 2009

Sulla base delle considerazioni generali formulate nel paragrafo 2 circa le interrelazioni tra regola di prezzo e struttura di mercato e con riferimento agli elementi di valutazione analizzati nel paragrafo 3, si può affermare quanto segue.

➤ Un maggior sviluppo della rete elettrica e la conseguente evoluzione della configurazione zonale della rete, riducendo la frequenza degli episodi di congestione interzonale e intrazonale, rende più semplice la gestione di un mercato del giorno prima basato su regola di prezzo PAB. Pertanto, sebbene la rete nazionale non possa considerarsi sufficientemente sviluppata, gli investimenti previsti da Terna per i prossimi anni, qualora trovino effettiva attuazione, potranno utilmente favorire la riduzione dei fenomeni di congestione tra zone e all'interno delle stesse, contribuendo alla semplicità di gestione di un mercato a pronti basato su regola PAB. Per ragioni di cautela rispetto ai possibili ritardi nella

realizzazione delle infrastrutture programmate, si ritiene di dover aggiornare la valutazione su questo punto al 2011, anche in relazione all'esigenza di un ulteriore approfondimento in ordine alla creazione di non più di tre macro-aree, ai sensi dell'articolo 3, comma 12, della legge n. 2/09, e revisione della "zonizzazione", con particolare riferimento ad una valutazione dell'impatto redistributivo.

➤ Un maggiore sviluppo dei mercati a termine organizzati riduce l'esigenza di elevata liquidità dei mercati a pronti per la corretta valorizzazione degli investimenti in capacità di generazione. In tale contesto, il minor ricorso ai mercati a pronti, che svolgerebbero un ruolo di mercato per l'energia di modulazione ai fini della minimizzazione dei costi di generazione di breve periodo, renderebbe meno rilevanti gli effetti della scelta della regola di prezzo utilizzata su tale mercato e, quindi, meno importante se essa sia SMP o PAB. Dall'analisi effettuata risulta che i mercati a termine organizzati dell'energia elettrica nel nostro Paese non sono ancora sufficientemente liquidi rispetto ai mercati OTC e alle quantità di energia su questi scambiate. Tuttavia, va fatto notare che la riforma dei mercati a termine prevista dal decreto 29 aprile 2009 è operativa soltanto da novembre 2009 e pertanto il periodo di tempo considerato appare ancora troppo breve perché possano evidenziarsi i risultati attesi dalla riforma in termini di sviluppo di tali mercati. Peraltro, come già ricordato in premessa, l'integrazione funzionale tra il mercato infragiornaliero e il mercato dei servizi di dispacciamento, che rappresenta una fase del processo di adeguamento del

mercato elettrico preliminare al passaggio la PAB ai sensi della legge 02/09, è comunque attesa per gennaio 2011.

▼ Una maggior evoluzione del mix tecnologico verso il parco di generazione ottimo riduce l'incidenza della regola di prezzo sugli investimenti in nuova capacità di generazione. Il parco produttivo italiano può considerarsi sufficientemente adeguato in termini di rapporto tra la capacità installata ed il fabbisogno del paese, mentre appare sbilanciato a favore della tecnologia a ciclo combinato. Tuttavia, come evidenziato precedentemente, sono già in corso investimenti in impianti alimentati da carbone o da fonte rinnovabile, che potrebbero contribuire a breve ad una maggior differenziazione del parco produttivo. Più delicato il tema della compatibilità tra investimenti in tecnologia nucleare e PAB, poiché i tempi necessari per la loro realizzazione porterebbero ad un'entrata in esercizio (2020) successiva alla data di passaggio al PAB (2012), sebbene la contrattazione dell'energia elettrica generata dagli impianti nucleari sia tipicamente di altro tipo rispetto alla negoziazione dei mercati a pronti.

▼ Per quanto riguarda l'integrazione con i mercati limitrofi, che dovrebbe contribuire ad aumentare l'offerta di energia con conseguente attesa riduzione dei prezzi, si sottolinea l'importanza, nel caso specifico di adozione del meccanismo di market coupling, dell'omogeneità tra le regole di prezzo utilizzate nei diversi mercati al fine di garantire una maggior semplicità di gestione nella determinazione dei flussi di energia e dei prezzi, ivi inclusi i corrispettivi per l'uso della rete.

L'implementazione di progetti di integrazione dei mercati regiona-

li necessita di un certo grado di armonizzazione delle regole dei mercati interessati che presuppone il superamento di specificità dei mercati nazionali. In tal senso, l'adozione di un meccanismo di prezzo PAB creerebbe diversità tra il mercato del giorno prima in Italia e quello adottato negli altri Paesi europei, rendendo più complesso il processo di integrazione e di creazione di un mercato unico.

Sul primo aspetto, infatti, in presenza di market coupling, si potrebbe verificare che, nell'ordinare le offerte provenienti da un mercato con SMP, basate quindi sui costi di produzione, ed le offerte provenienti da un mercato con PAB, formulate in base al prezzo atteso di mercato, le offerte relative al mercato con PAB possano essere più alte rispetto a quelle formulate con SMP solo a causa della regola di prezzo utilizzata e non a causa di fattori di effettiva scarsità. Questo potrebbe determinare un flusso inefficiente di energia dal mercato regolato con SMP al mercato regolato con PAB.

Per quanto riguarda, invece, il calcolo della rendita da congestione, determinata sulla base della differenza di prezzo tra i due mercati, si pone il problema di quale prezzo utilizzare come riferimento per il mercato con PAB. In tal caso, tuttavia, come già evidenziato in precedenza nel paragrafo 2, si potrebbe continuare a valorizzare le congestioni facendo riferimento al valore marginale dell'energia del mercato con PAB ed analogamente valorizzare al prezzo marginale le offerte di acquisto e vendita provenienti dai mercati dei Paesi confinanti.

CONCLUSIONI E ATTIVITÀ FUTURE PER IL PASSAGGIO AL PAB

Le considerazioni espresse nel paragrafo precedente circa gli

elementi del mercato elettrico oggetto di valutazione ai sensi del decreto 29 aprile 2009, fanno emergere aspetti evolutivi che potrebbero contribuire a rendere il mercato italiano più maturo sul piano delle infrastrutture e delle piattaforme organizzate. L'analisi condotta evidenzia, tuttavia, come alcuni aspetti del medesimo mercato non risultino ad oggi pienamente sviluppati, ovvero siano ad uno stadio non ancora consolidato, sebbene inseriti in un percorso dinamico. Pertanto, l'attuale situazione non è tale da consigliare oggi la fissazione di una data certa per il passaggio al PAB.

Ai fini di tale decisione, il quadro complessivo rappresentato suggerisce di tenere sotto stretto monitoraggio l'evoluzione della struttura di mercato e il relativo assetto concorrenziale nonché i progetti di integrazione dei mercati regionali europei e le misure adottate per contribuire alla realizzazione di un mercato unico, anche attraverso lo sviluppo di "interconnector"; iniziative ad oggi ad uno stadio progredito ma ancora programmatico.

In conclusione, si ritiene che, sebbene il percorso evolutivo di adeguamento del mercato abbia compiuto significativi progressi, esso richieda un aggiornamento di alcune valutazioni cardine per consentire al decisore politico la fissazione di una data certa e la definizione delle modalità operative, ivi incluse le necessarie gradualità, per il passaggio alla regola PAB. La tempistica di attuazione definita dalla normativa conferisce particolare importanza alle evoluzioni strutturali del mercato elettrico ed alle valutazioni conseguenti nell'arco temporale del 2011, che si caratterizzerà anche come l'orizzonte temporale di attuazione della Direttiva mercato elettrico (2009/72/CE) in corso di recepimento secondo la legge delega n. 96/10.



Il sole, il vento, le risorse idriche e geotermiche, le biomasse (sostanze non fossili animali e vegetali), sono fonti energetiche rinnovabili che rappresentano una produttiva rete di diversificazione e potenziamento della produzione di energia elettrica.

Energia che si *rinnova*



Il Gestore dei Servizi Elettrici - GSE S.p.a., è una Società pubblica che promuove, incentiva e sviluppa le fonti rinnovabili in Italia, attraverso incentivi agli impianti di produzione e campagne di sensibilizzazione sul consumo di energia responsabile.

www.gsel.it

info@gsel.it

Gestore dei servizi elettrici - GSE S.p.a.
00197 Roma - Via Marsuzza Fiumani - 62
Tel. +39 06 80 111 - Fax +39 06 80 11 43 82

