

LETTERA SULL'ENERGIA



A cura dell'A.I.E.E. • Associazione Italiana Economisti dell'Energia

A.I.E.E. via G. Vasari, 4 – 00196 Roma – tel. 06 3227367, fax 06 3234921 – www.aiee.it, e-mail: assaiee@aiee.it
RIP – Rivista Italiana Petrolio Srl editrice via Aventina, 19 – 00153 Roma – tel. 06 5741208, fax 06 5754906
Direttore responsabile Quirino Brindisi – Reg. Trib. Roma n. 320 del 22/7/2010 – www.staffettaonline.com



NUMERO QUARANTACINQUE

Periodico mensile allegato alla Staffetta Quotidiana n. 122 del 25 giugno 2011

Lo "tsunami" referendario e l'energia

Quirino Brindisi

Il referendum del 13 giugno ha travolto, con una forza d'urto che pochi si aspettavano, i piani del Governo sul nucleare e sui servizi pubblici locali, con particolare riferimento all'acqua potabile. Il quorum non si raggiungeva dal 1995, anno delle dodici (!) schede su commercio, elezioni comunali, rappresentanze sindacali e televisione. Nel 2005 (procreazione assistita) e nel 2009 (sistema elettorale) la percentuale dei votanti è crollata sotto al 30%. Il risultato è arrivato nonostante le contromisure del Governo: tenere i referendum a metà giugno, vanificare con una leggina il quesito sul nucleare, limitare l'informazione sui canali Rai come dimostrano i reiterati, anche se un po' tardivi, richiami del garante per le Comunicazioni. Molti cittadini però hanno fatto campagna sui social network e con il passa parola, convincendo anche elettori di destra colpiti dalla tragedia di Fukushima.

Il referendum continua probabilmente ad essere uno strumento poco adatto a definire questioni tecniche come la scelta di una metodologia tariffaria per remunerare una utility o la scelta di una tecnologia per la produzione di energia elettrica. Questi compiti, infatti, spettano in un Paese occidentale nel primo caso a un regolatore indipendente che fissa le tariffe del servizio pubblico, e nel secondo caso al Governo, che presenta un piano energetico in cui esprime le ragioni delle scelte che propone. Gli orientamenti dei regolatori e del Governo sono poi sottoposti ad un processo di consultazione pubblica, alla fine del quale c'è una decisione motivata. In Italia purtroppo non è andata così. Il Governo ha scelto di procedere col nucleare per coprire il 25% dei consumi nazionali a regime, scegliendo addirittura la tecnologia francese EPR, senza un confronto pubblico e senza fare una gara tra diversi fornitori!

Nel caso dell'acqua, invece, si è tentato di liberalizzare un settore senza istituire un regolatore indipendente per vigilare su prezzi e qualità del servizio. Una follia che avrebbe probabilmente aperto la strada ad abusi di ogni tipo, che pure qua e là si sono già manifestati. Adesso sarà più difficile fare una vera liberalizzazione dei servizi pubblici locali, che invece è attesa da tempo per ridurre l'inefficienza e il clientelismo di tante aziende 'ex municipalizzate', come ha ricordato anche il presidente uscente dell'Autorità per la Concorrenza. Utility deboli e più inclini a remunerare i Comuni, in quanto azionisti di controllo, che ad investire sono in grado di raccogliere ad esempio la sfida delle smart grid? In Italia sono già stati fatti passi importanti con i contatori intelligenti e con attività di ricerca e sviluppo a livello nazionale e internazionale. Speriamo di continuare su questa strada.

Subito dopo il referendum il Governo ha inneggiato alle rinnovabili che hanno festeggiato in Borsa anche l'approvazione del IV Conto Energia per il fotovoltaico che impone atteggiamenti meno speculativi. La tecnologia sta raggiungendo nuovi livelli di maturità, avviandosi verso la *grid parity*. Il mercato procede da solo nonostante i timonieri non seguano una rotta fissata ma navighino, al più, a vista? Nei paesi emergenti, come la Turchia, che coltiva ambizioni di potenza energetica, di solito non è così. Un nazionalismo, più o meno accentratore è alla base del successo. Si tratta di un ingrediente sano quando contribuisce alla crescita economica senza sacrificare la libertà degli individui. Inaspettatamente se ne iniziano a cogliere i sentori anche in Italia, un paese di cui circa un decennio fa molti pronosticavano l'implosione, sfibrato dal cinismo e dalla rassegnazione. Forse non è così. Forse c'è una nuova energia.

quirino.brindisi@gmail.com

Smart grid: belle e possibili

Rosa Mura

La forte diffusione degli impianti per la produzione di elettricità da fonti rinnovabili porta alla ribalta con sempre maggiore urgenza il tema dell'evoluzione delle reti elettriche verso il concetto di "smart grid". Il passaggio dal vecchio paradigma dei grandi impianti e delle reti di distribuzione passive e unidirezionali alla nuova realtà della generazione distribuita è infatti tecnicamente impossibile senza un adeguamento delle reti che le renda più flessibili e adattive. Questa esigenza si manifesta per la natura intrinsecamente aleatoria di alcuni impianti a fonti rinnovabili, come quelli fotovoltaici ed eolici, che può portare a pericolosi disallineamenti tra produzione e consumo di energia elettrica. I casi di blackout parziale causati da giornate inaspettatamente ventose sono ormai numerosi anche in Europa e l'interconnessione sempre più fitta tra i sistemi elettrici nazionali aumenta i rischi di propagazione di eventi simili.

Per questo motivo, le *smart grid* stanno diventando uno dei maggiori catalizzatori della ricerca applicata a livello europeo. Il Joint Research Center sulle smart grid patrocinato dalla Commissione Europea ha censito oltre 300 progetti in Europa - solo nel 2010 ne sono partiti 60 - per un investimento pari a 5 miliardi di Euro. Questo grande insieme si suddivide in progetti di ricerca e di sviluppo, progetti dimostrativi e piani per la diffusione di nuove tecnologie, con al primo posto gli smart meter. La gran parte degli investimenti è stata finora a carico dei distributori locali di energia elettrica, ma questo è solo l'inizio, visto che stime accreditate fissano in 140 miliardi di Euro il totale degli investimenti per i distributori nei prossimi dieci anni e in 500 miliardi quelli per le reti in totale. L'obiettivo fissato dall'European Electricity Grid Initiative (EEGI), un programma di ricerca da 2 mld di Euro nell'ambito dello Strategic Energy Technology (SET)-Plan, è di avere le smart grid completamente diffuse in Europa entro il 2020. Una data che sembra a molti ambiziosa in rapporto agli ostacoli di natura tecnologica, economica e di accettazione da parte del pubblico con i quali le smart grid si devono ancora confrontare.

L'Italia è ben posizionata in tema di smart grid, avendo l'Enel per prima al mondo avviato con il progetto "Telegestore" la diffusione su larga scala dei meter digitali, oggi presenti presso oltre 32 milioni di utenze. La stessa azienda è coordinatrice del progetto di ricerca europeo Address, cofinanziato nell'ambito del 7° programma quadro per la ricerca e volto allo sviluppo di tecnologie per la ge-

segue in seconda

NELL'INTERNO

- **Politica energetica:** Turchia: un hub energetico per il futuro
- **Rinnovabili:** Non c'è due senza... quattro!
Geotermia, un gigante addormentato?
- **Mercato elettrico:** La generazione distribuita nei paesi in via di sviluppo

Le opinioni espresse dagli Autori negli articoli pubblicati non necessariamente rappresentano il punto di vista dell'Associazione Italiana Economisti dell'Energia

Politica energetica

Turchia: un hub energetico per il futuro

Marco Guerrera

Le elezioni politiche che si sono tenute in Turchia lo scorso 12 giugno hanno confermato Tayyip Erdogan come Primo Ministro, per il terzo mandato consecutivo. L'operato del Premier, in carica dal 2002, ha portato, con una breve parentesi nel 2009 dovuta alla crisi economica mondiale (PIL -4,7%), a un periodo di costante sviluppo economico. Il PIL turco nel 2010 è aumentato dell'8,9% collocandosi al 16° posto tra le potenze economiche mondiali e al 6° tra quelle europee. Il Paese, incentivato anche dalle richieste dell'FMI di stabilizzare i conti pubblici e dall'ambizione di entrare a far parte dell'Unione Europea, si è trasformato in pochi anni da Nazione medio-orientale di "poco peso" a livello internazionale in realtà emergente nel quadro geopolitico del Mediterraneo. Tra i principali punti del programma del Premier Erdogan, rientra anche il progetto di realizzare entro il 2023 l'Istanbul Canal e quello di fare della Turchia un "hub energetico" di primaria importanza nell'asse Medio Orientale/Europeo.

Riguardo al primo punto, il canale di Istanbul (lungo 50 km), che collegherebbe il Mar Nero al Mar di Marmara, potrebbe risolvere i problemi di congestione navale nel Bosforo che rappresentano, a oggi, un freno al mercato dei prodotti petroliferi e dei suoi derivati. Le compagnie petrolifere, in particolare nei periodi invernali, soffrono la lentezza nel passaggio dal Mar Nero al Mediterraneo e l'aumento dei flussi del petrolio dal Mar Caspio potrebbe acuitizzare il problema. Nel 2010 il totale dei prodotti trasportati è stato di circa 3 milioni di barili/giorno. L'alternativa ipotizzata è quella di realizzare due differenti oleodotti di lunga portata che permettano l'accesso diretto rispettivamente al Mar Egeo, con il progetto Burgas-Alessandropoli, e alla parte orientale del Mediterraneo, con la pipeline Samsun-Ceyan. Quest'ultima sarà destinata a trasportare greggio russo dal porto

turco di Samsun, sul Mar Nero, al terminale di Ceyan, sul Mediterraneo. L'oleodotto dovrebbe muovere intorno a 1,5 milioni di barili/giorno. Le già esistenti condotte Baku-Tbilisi-Ceyan (fino a 1 milione di barili/giorno dall'Azerbaijan) e Kirkuk-Yumurtalik (dall'Iraq), insieme al completamento di altre infrastrutture strategiche come la Samsun-Ceyan, potrebbero portare al transito del 7% del petrolio mondiale attraverso il territorio turco.

Un obiettivo prioritario di Ankara è di trasformare il Paese in un hub del gas, così da diventare nei prossimi anni un centro nevralgico dei traffici provenienti dal Caspio, dalla Russia e dal Medio Oriente. I paesi situati a ovest dei confini turchi consumano il 50% di petrolio e gas mondiale mentre i paesi a est producono il 70% degli idrocarburi. Questa situazione rende la Turchia un indispensabile corridoio tra le due regioni principali del consumo e della produzione mondiale di energia. "Il Governo guidato da Erdogan", scrive Andrea Bonzanni nel sito dell'Italian Center for Turkish Studies, "coltiva l'ambizione di divenire un hub del gas, sfruttando la posizione geografica con un'accorta politica di rafforzamento dei rapporti bilaterali con i vicini paesi produttori". Tale strategia sembra essere corroborata da una serie di progetti, alcuni già realizzati e altri in fase di sviluppo, di pipeline ad alta capacità che convoglieranno, nel giro di qualche anno, grandi quantità di gas nel Paese. Un sistema già in funzione è il Blue Stream, gestito da una joint venture tra Eni e Gazprom, che ha una capacità massima di 16 miliardi di m³ di gas/anno e connette la rete della Russia meridionale a quella della Turchia attraversando il Mar Nero. Dal 2006 fino al settembre 2010 il volume totale di gas trasferito è stato di 51 miliardi di m³.

Tra i gasdotti in fase di realizzazione, troviamo il completamento del progetto ITGI (Interconnessione Turchia-Grecia-Italia), il Nabucco e il South Stream. L'ITGI

consentirà di aprire il cosiddetto Corridoio Sud collegando le aree del Caspio e del Medio Oriente con l'Italia e l'Europa attraverso la Turchia e la Grecia. Il gasdotto avrà una capacità di trasporto fino a 10 miliardi di m³/anno di gas. La parte turco-greca (ITG), operativa dal 2007, verrà implementata da un collegamento off-shore che unirà l'Italia alla Grecia (IGI). Per quanto riguarda il South Stream, la Turchia ha concesso l'autorizzazione a posare i tubi sui fondali delle proprie acque territoriali nel Mar Nero, mentre il Nabucco consentirà il trasferimento di gas azeri, turkmeni, kazaki e iraniano dalla Turchia in Austria passando per Bulgaria, Romania e Ungheria. "La partecipazione sia a Nabucco che a South Stream", sostiene Bonzanni, "è un grande successo diplomatico, soprattutto alla luce della forte animosità tra i due consorzi. Il completamento di entrambi consentirebbe alla Turchia di ricevere, a partire dal 2015, non meno di 94 miliardi di m³ di gas all'anno". Il Nabucco, i cui volumi arriverebbero fino a un massimo di 31 miliardi di m³/anno, è stato definito dall'ex Commissario UE per l'energia Andris Piebalgs come "un progetto importante che contribuirà a rafforzare la concorrenza promuovendo la sicurezza degli approvvigionamenti di gas per l'intera UE". L'opportunità di trasformare la Turchia in un hub energetico passerà tuttavia, come affermato dal ministro dell'energia turco Taner Yildiz, dal soddisfacimento di due requisiti essenziali: l'incentivazione dell'efficienza energetica e la produzione di una buona parte dell'energia elettrica attraverso l'impiego di fonti rinnovabili. Solo l'attuazione del "Piano Strategico (2010-2014)" potrebbe portare a una consistente riduzione della dipendenza turca dagli approvvigionamenti esteri consentendo la destinazione di maggiori quantitativi di petrolio e gas naturale al trasporto e, appunto, all'esportazione.

marco@guerrera.eu

>>>

Segue dalla prima

Smart grid: belle e possibili

stione attiva della domanda di energia per utenti passivi (carichi) e attivi (generazione/accumulo) con potenze inferiori a 100 kW. Centrali per il successo delle smart grid sono i gestori della rete di distribuzione (DSO) e i clienti finali. I primi devono investire in sistemi di controllo e di gestione innovativi, in grado di predire e reagire ai cambiamenti della domanda con sufficiente accuratezza e tempestività ma possono ottenere, smussando i picchi di domanda, notevoli risparmi nell'approvvigionamento di elettricità. Per favorire questo risultato è necessario porre in essere un insieme di incentivi idonei sia nei confronti dei distributori sia dei clienti attraverso un opportuno disegno regolatorio e d'informazione. Una sfida importante sarà infatti comunicare con efficacia ai clienti finali le potenzialità di un nuovo approccio flessibile alla gestione dei carichi in termini di risparmi effettivamente conseguibili in bolletta.

L'Autorità per l'Energia ha ottenuto negli ultimi 10 anni un deciso miglioramento della qualità del servizio di distribuzione dell'elettricità, in termini di entità delle interruzioni per i clienti, e per il periodo regolatorio 2008 - 2011 ha previsto il 2% di remunerazione aggiuntiva per gli investimenti in smart grid. Con la delibera ARG/elt 39/10, l'Autorità ha però avviato una selezione effettiva di otto progetti pilota, ufficializzata lo scorso febbraio

con la delibera ARG/elt 12/11, che avessero le caratteristiche di rappresentare una porzione di rete reale, attiva, monitorata e dotata di una rete di comunicazione aperta. Tra i vincitori Enel, A2A e Acea ma anche operatori di dimensioni più piccole come Asm Terni, Assm Tolentino e A.S.S.E.M. di San Severino Marche.

L'aspetto delle comunicazioni è di particolare importanza in quanto finora non si è imposto uno standard di comunicazione e i distributori sono inclini a considerare anche l'adozione di protocolli di comunicazione proprietari. Questo vale sia per le comunicazioni tra DSO e utente, sia per le comunicazioni tra i diversi elettrodomestici della casa, nel caso della gestione individuale degli stessi come nel progetto Energy@Home che vede insieme Enel, Telecom Italia, Electrolux e Indesit. Questo progetto, come altri simili, mira a costruire attraverso tecnologie di comunicazione wireless a bassa potenza una rete in grado di gestire, in modo automatico o con un intervento diretto dell'utente, attraverso un personal computer collegato ad internet o un telefono mobile, ogni carico elettrico attivo e passivo. La possibilità di gestire anche quando lontani da casa i consumi energetici dallo schermo di un cellulare sta, probabilmente un po' prima del previsto, per uscire dai libri di fantascienza ed entrare nella quotidianità.

Rinnovabili**Non c'è due senza... quattro!**

Domenico Valastro

Il quarto conto energia nasce in modo concitato per rispondere all'emergenza creata dal famigerato decreto "salva Alcoa" che, lasciando la porta spalancata a molti comportamenti disinvolti, ha fatto lievitare in modo impressionante il numero degli impianti fotovoltaici. Il GSE aveva lanciato per primo l'allarme alcuni mesi fa calcolando che a fine 2011 avrebbero potuto essere 7.000 i MW di potenza installata in Italia, cioè quasi quanto previsto al 2020 dal piano di sviluppo per le fonti rinnovabili pubblicato giusto un anno fa. Una buona notizia per l'ambiente, meno per i consumatori finali su cui inizieranno a pesare prima del previsto i lauti incentivi erogati. I produttori di impianti, nel timore di un brusco freno agli incentivi, hanno protestato, con più di qualche ragione, per lo stop imposto dal Governo in attesa delle nuove regole e tentato di gettare acqua sul fuoco mettendo in dubbio, con vari argomenti, i calcoli del GSE.

Il direttore della divisione "infrastrutture e reti" di ENEL, Livio Gallo, ha nei giorni scorsi rivelato che gli impianti alimentati a fonti rinnovabili collegati alle reti Enel nei primi 5 mesi e mezzo di quest'anno sono stati già 85.000 per 4.500 MW di potenza, superando al ritmo di 50 MW al giorno, quanto allacciato complessivamente nel 2009 e 2010. Vista la sostanziale stasi dell'eolico, si tratta per la grande maggioranza di impianti fotovoltaici che raggiungeranno agevolmente entro fine anno la potenza totale di 8.000 MW. Ancora in corsa i costruttori di grandi impianti da che hanno tempo fino al 31 agosto prossimo per avviare la produzione e accedere quindi automaticamente ai nuovi incentivi. Una delle maggiori novità del IV Conto Energia è infatti la costituzione di un registro nazionale egli impianti realizzati a terra con potenza superiore ai 200 kW presso il GSE, allo scopo di scoraggiare tentazioni di natura speculativa.

Il decreto sul IV Conto Energia si applica agli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio dopo il 31 maggio 2011 e fino al 31 dicembre 2016. L'obiettivo indicativo di potenza totale installata alla stessa data è pari a circa 23.000 MW, corrispondente ad un costo cumulato degli incentivi stimabile tra 6 e 7 mld di Euro l'anno nel 2016. I piccoli impianti devono operare in regime di scambio sul posto e, se realizzati su edifici, una potenza massima di 1 MW, con deroga per edifici e aree delle pubbliche amministrazioni. La diminuzione media delle tariffe a dicembre 2011 rispetto a quelle previste dal III Conto Energia è pari al 24,5% per gli impianti su edificio e al 25,5% per gli altri impianti. La diminuzione media delle tariffe a dicembre 2012 rispetto a quelle previste dal III Conto Energia è pari al 34,2% per gli impianti su edificio e al 35% per gli altri impianti, arrivando fino a un -42% per gli impianti oltre i 5 MW di potenza.

A conti fatti, il IV Conto Energia favorirà impianti di medie dimensioni (fino a 200 kW) posti sugli edifici, con una buona

quota di autoconsumo sull'energia prodotta. L'istituzione di un registro dei grandi impianti e della relativa graduatoria per l'ammissione agli incentivi, porterà ad una drastica riduzione degli impianti con potenza pari o superiore 1 MW, che a fine 2010 rappresentavano oltre il 26% del totale. La graduatoria è necessaria per la presenza di un limite all'ammontare totale degli incentivi erogati su base semestrale (*cap*) che è scattato dal 1° giugno scorso per i grandi impianti e scatterà dal 1° gennaio 2013 anche per tutti gli altri impianti. Il superamento dei limiti di costo in un periodo comporta una riduzione di pari importo dell'incentivazione applicata agli impianti entrati in funzione nel periodo successivo. Sono stimati fino al 1° gennaio 2013 580 milioni di Euro di grandi impianti per complessivi 2690 MW stimati e circa 1500 MW piccoli di impianti, per un totale di circa 4000 MW di nuova potenza fotovoltaica installata.

A partire dal primo semestre 2013, le tariffe diventano omnicomprendenti (*feed-in*), cioè all'energia autoconsumata è attribuita un ulteriore incentivo specifico. I valori di potenza e di costo stimati per tutti i nuovi impianti installati nel quadriennio 2013 - 2016 sono 1361 mln di Euro e 9770 MW di potenza. Sono previste ulteriori riduzioni della tariffa per ciascun semestre nel 2014 (-13%), nel 2015 (-15%) e nel 2016 (-30%), in corrispondenza di una diminuzione dei costi, soprattutto dei pannelli, che rappresentano circa il 40% del costo di un impianto. È previsto anche un extra bonus del 10% per gli impianti che utilizzano almeno al 60% componenti realizzati in Europa, che però potrebbe creare qualche difficoltà d'interpretazione. Molti produttori asiatici potrebbero essere infatti tentati di autocertificare la produzione in qualche paese europeo tramite società di comodo e questo potrebbe comportare il rischio di un mancato riconoscimento del premio da parte del GSE, qualora quest'ultimo procedesse a una verifica.

La tendenza alla diminuzione dei prezzi dei moduli sembra confermata dalle ultime rilevazioni di indici come il "Solar Value Chain Index" di Bloomberg New Energy Finance, che segnala come in giugno il prezzo spot del silicio di grado solare è sceso del 28% a 53,4 \$/kg rispetto a maggio e ai 79 \$/kg dello scorso marzo. La diminuzione dei costi della materia prima ha causato una riduzione dei prezzi delle celle di silicio multicristallino sotto alla soglia di un dollaro per Watt, tanto che, sempre secondo Bloomberg, il prezzo dei moduli fotovoltaici è oggi inferiore del 58% rispetto al terzo trimestre del 2008. Le cause di questo forte ribasso dei prezzi sono legate a una diminuzione della domanda dovuta a incertezza regolamentare in molti paesi europei e a un perdurante eccesso di capacità produttiva. Questi fattori sarebbero destinati a durare anche nei prossimi anni, dando vita da un lato a un'ondata di fusioni tra aziende del settore e, dall'altro, avvicinando per gli utenti nelle zone più soleggiate il traguardo della grid parity.

Geotermia, un gigante addormentato?

Stefano Arditi

Nello scenario energetico mondiale post Fukushima, è aumentata l'attenzione per tutte le energie rinnovabili, in particolare di quelle più "naturali", come l'idroelettrico e la geotermia. Quest'ultima in particolare sarebbe adatta a fornire il carico elettrico di base, proprio quello che è fornito in molti paesi dagli impianti nucleari. Secondo la "technology roadmap" pubblicata di recente dalla International Energy Agency, la geotermia potrebbe decuplicare entro il 2050 la produzione di energia nel mondo, arrivando a coprire, circa il 3,5% della produzione di elettricità e quasi il 4% del calore. Attualmente la geotermia è marginale, contribuendo con lo 0,3% della produzione globale, attraverso circa 10 GW di poten-

za installata, che hanno prodotto circa 67,2 TWh nel 2009. Secondo la IEA, la potenza installata a livello globale a fine 2050 potrebbe superare i 200 GW per un totale di 1400 TWh prodotti, evitando anche l'emissione di 800 miliardi di tonnellate di CO₂ all'anno. A questo si dovrebbe aggiungere il contributo in termini di calore che potrebbe ammontare a 5,8 EJ (esajoules), pari a 1600 TWh di energia termica, senza conteggiare gli impianti a bassa entalpia.

Perché si verifichi questo balzo in avanti, notevole soprattutto se si considera l'aumento previsto dei consumi energetici attesi nello stesso arco di tempo, la IEA indica la necessità di sviluppare la nuova tecnologia EGS (Enhanced Geothermal

System). Questa tecnologia attualmente sperimentata solo in progetti pilota entrerà in campo a livello commerciale solo dopo il 2030. Fino a quella data le tecnologie dominanti rimarranno quella con acqua ad alta temperatura (superiore a 180 °C), con costi da 50 a 80 \$/MWh ma realizzabili solo dove sono presenti rocce calde a bassa profondità, e quelle con acqua a bassa temperatura (superiore a 70 °C), che hanno un costo per MWh mediamente più elevato (dai 60 ai 110 \$/MWh), ma per le quali è meno difficile trovare siti con caratteristiche idonee alla produzione.

Gli impianti EGS, a differenza di quelli tradizionali, sfruttano tecniche di cracking per produrre fratture nelle rocce calde per

Mercato elettrico

La generazione distribuita nei paesi in via di sviluppo – Valeria Barbi

L'accesso all'energia elettrica nei paesi sviluppati è facile come premere un interruttore su un muro ma per più di due miliardi di persone si tratta ancora di una delle principali barriere al progresso economico e sociale. Sono 32 i Paesi del mondo con un tasso di elettrificazione inferiore al 50%, 26 dei quali localizzati in Africa sub-Sahariana. Per la maggior parte di questi la mancanza di elettricità si accompagna all'assenza di acqua potabile, uno dei diritti inalienabili dell'uomo. L'allarme è stato rilanciato con forza nel 2009 dal rapporto sulla "Situazione dell'accesso all'energia nei paesi in via di sviluppo" dell'UNDP, l'agenzia ONU per lo sviluppo, che insiste sulla relazione fra povertà e mancato accesso all'energia elettrica. Il rapporto ha sottolineato che un quarto della popolazione mondiale vive al buio, mentre altri tre miliardi di persone usano combustibili solidi per cucinare o riscaldarsi, con conseguenze deleterie per la salute. Basti pensare che circa due milioni di persone, specie donne e bambini, muoiono ogni anno a causa dell'inquinamento da kerosene: quasi il doppio del numero di morti per malaria a livello mondiale. Vivere in una situazione di carenza energetica non solo impedisce uno sviluppo economico e industriale ma preclude la possibilità di raggiungere un tenore di vita accettabile.

Gli studi seguiti alla teorizzazione dell'indice di sviluppo umano (HDI) da parte dell'economista pakistano Mahbub ul Haq nel 1990, hanno dimostrato la stretta correlazione tra l'indicatore di sviluppo macroeconomico - descritto come la media aritmetica tra l'indice di aspettativa di vita, l'indice di istruzione, il PIL procapite e il consumo d'energia media procapite - e la quantità di energia a cui si ha accesso e viene utilizzata. Quando l'energia a disposizione dei singoli individui scende al di sotto della soglia di 100 GJ/anno, il tenore di vita è quello tipico della povertà "sociale" e "culturale" mentre con consumo d'energia procapite di 50 GJ/anno è correlato ad un incremento sensibile della mortalità infantile. Come valore esemplificativo, basti considerare che in Italia il consumo procapite annuo è di circa 130 GJ.

La situazione attuale e l'aspettativa che nei prossimi 20 anni la richiesta di energia aumenterà del 40%, specie nei Paesi in via di sviluppo, hanno portato il segretario generale delle Nazioni Unite, Ban Ki Moon, a proclamare il 2012 anno dell'energia sostenibile. Obiettivi principali dell'iniziativa sono

spingere i Paesi più avanzati a maturare scelte che portino alla sostituzione dei combustibili fossili e alla ricerca di metodi e tecnologie che permettano l'accesso all'energia anche alle zone più remote del pianeta. Raggiungere con le tradizionali reti elettriche di distribuzione alcune regioni è infatti molto costoso e spesso tecnicamente difficile. Secondo alcuni studi condotti recentemente, le soluzioni più adatte sono i sistemi *stand-alone* e la generazione distribuita. La prima opzione può essere costituita da piccole reti isolate da una rete nazionale, che in molti casi possono alimentare utenze locali in modo economico, affidabile e sostenibile grazie a sistemi ibridi di generazione che combinano fonti rinnovabili e sistemi termici convenzionali.

Secondo il rapporto "Hybrid Mini-Grid for Rural Electrification: Lesson Learned", realizzato dall'americana Alliance for Rural Electrification (ARE), la maggior parte delle reti *stand alone* sono oggi alimentate da generatori diesel ma i rifornimenti di gasolio sono costosi e non sempre affidabili nelle zone isolate. L'uso di mini impianti eolici, fotovoltaici e, ove possibile, mini idroelettrici risulta più conveniente sia dal punto di vista economico sia per quanto riguarda la sicurezza delle forniture. La generazione distribuita permette di produrre elettricità su scala piccola e media nei pressi del luogo di consumo, con impianti che possono essere sia indipendenti che connessi a una rete di distribuzione elettrica.

La generazione distribuita nei paesi in via di sviluppo ha il vantaggio di una maggiore velocità d'installazione degli impianti e di minori costi di trasmissione. La generazione distribuita può spesso includere tecnologie cogenerative che garantiscono al sito in cui viene installata di avere accesso all'acqua calda e di raggiungere un livello di efficienza vicino al 90%. Un esempio di grande interesse viene dal Sudafrica, un paese che, a fronte di un crescente sviluppo, conserva ancora aree di disagio economico. Il governo di Pretoria ha recentemente stanziato dei fondi per la costruzione di una serie di impianti fotovoltaici che garantiscano l'accesso all'energia elettrica a circa 2.000 cliniche e 16.800 scuole e ci si aspetta che nel prossimo futuro tale tecnologia possa portare l'elettricità a 2.5 milioni di case e 100.000 piccole e medie imprese in totale.

valeria.barbi@gmail.com

>>>

creare ampie aree di scambio di calore con il fluido da scaldare, nella maggior parte dei casi l'acqua. La stragrande maggioranza delle risorse geotermiche fino a 5 km di profondità è in formazioni rocciose a porosità e permeabilità bassa, che gli impianti EGS permetterebbero di sfruttare. Sono diversi però i problemi ancora da risolvere, dalla localizzazione delle risorse alle tecniche di cracking, che devono essere efficaci ma non innescare fenomeni indesiderati come piccoli eventi sismici, in zone che sono quasi tutte ad elevato rischio di terremoti. Sarà necessario investire molto nella ricerca per capire l'origine geologica e geofisica di fenomeni dei quali oggi si ignora quasi tutto. A questo proposito, sottolinea anche la IEA, sarà prezioso il sostegno del settore pubblico e la formazione di risorse qualificate, come geofisici, geologi e ingegneri capaci di progettare impianti d'avanguardia.

In Italia le prime iniziative di ricerca sulle nuove frontiere della geotermia sono già partite. Un esempio è lo studio per realizzare un Atlante delle risorse geotermiche di Campania, Puglia, Calabria e Sicilia, regioni in cui, secondo gli esperti, ci sarebbero evidenze di risorse geotermiche. Entro quattro anni si prevede di coinvolgere anche tutte le altre regioni, per fornire un quadro nazionale della capacità di produzione di energia geotermica. L'Italia già oggi è il primo Paese in Europa ed il quinto nel mondo per produzione di energia elettrica ricavata sfruttando il calore del sottosuolo. Nel 2010 la produzione geotermica in Italia è risultata pari a 5343 TWh elettrici, con 882 MW di capacità totale installata, per il calore geotermico la stima, sempre al 2010, risulta equivalente a 280 mila Tep. In totale quindi con la geotermia si produce meno dell'1% del fabbisogno energetico italiano, ad oggi. Con tecnologie attuali si potrebbe raddoppiare la produzione nel giro di 10 anni, visti i tempi lun-

ghi per le procedure e l'impianto.

Nell'Atlante della geotermia verranno presi in considerazione anche tutte le informazioni disponibili per la definizione dei sistemi geotermici offshore, situati sui fondali del Mar Tirreno e a Sud della Sicilia. Allo sviluppo dell'Atlante geotermico contribuirà il progetto Vigor (Valutazione del potenziale Geotermico delle Regioni Converggenza) in cui il dettaglio delle informazioni e dei risultati, il loro livello di fruibilità per Amministrazioni ed imprese e la definizione di progettualità innovative ed immediatamente utilizzabili a fini produttivi, raggiunge livelli pari ai migliori standard internazionali. Soggetto attuatore del progetto Vigor è il Cnr, l'ente, che possiede competenze specifiche nel settore geotermico riconosciuti a livello internazionale, che possiede una presenza diffusa sul territorio nazionale e si avvale di numerosi contatti e sinergie con le Università delle regioni interessate.

Il progetto Vigor, che ha durata 24 mesi, "segna un passaggio importante per il raggiungimento dell'obiettivo generale del Poi Energie Rinnovabili e Risparmio Energetico 2007-2013 di aumentare la quota di energia consumata proveniente da fonti rinnovabili e di migliorare l'efficienza energetica, promuovendo le opportunità di sviluppo locale. Molti secondo gli esperti i vantaggi dallo sviluppo di questa fonte rinnovabile. In Italia le zone dove si registrano temperature elevate, quindi dove si può guardare ad impianti più potenti e ad una maggiore capacità installata, sono la Toscana e l'alto Lazio, ma aree vulcaniche, come i Campi Flegrei a Napoli, l'isola di Ischia o le isole siciliane possono a loro volta diventare 'centrali naturali' di produzione di energia geotermica. Un'energia eminentemente pulita, inesauribile e a costi competitivi, di cui l'Italia ha oggi più che mai bisogno.