

LETTERA SULL'ENERGIA

NUMERO VENTICINQUE del 19 Aprile 2003

Progressi nella liberalizzazione ma black-out nell'informazione

Con il primo gennaio di quest'anno, come è noto, il mercato del gas in Italia è completamente liberalizzato.

In altre parole ogni cliente, anche il più piccolo, potrà scegliersi (teoricamente) il proprio fornitore di metano.

Dal primo maggio anche il mercato elettrico aumenta la quota di apertura alla liberalizzazione, che sale ora intorno al 55% comprendendo tutti i clienti che consumano più di 100.000 kWh l'anno.

Quindi grandi progressi sul lato dell'apertura dei mercati dell'energia, ai quali peraltro non corrispondono altrettanti progressi sul lato dell'offerta, ma in tutto questo grande cambiamento, che vede nuovi operatori entrare nel settore energetico e quindi cercare affannosamente dei dati di riferimento precisi su domanda e offerta, su consumi e su produzioni, regna una grande confusione di cifre ed informazioni.

Sono venute meno le statistiche sul gas naturale con la conseguenza che nel corso dell'anno non si sa se la domanda aumenta o regredisce ed in quali settori ciò avviene.

Nel settore elettrico i dati ci sono ma arrivano in forma disaggregata con molto ritardo rispetto al passato.

Nel settore petrolifero continuano a verificarsi buchi di informazione per certi prodotti e per taluni settori di consumo, mentre nel settore delle fonti rinnovabili c'è il vuoto più totale sia sul contributo di ogni singola fonte alla produzione elettrica sia sui consumi delle biomasse, di cui manca nelle statistiche ufficiali l'entità, e sia sull'avvio di nuovi progetti (salvo i dati che fornisce il GRTN per i certificati verdi)

Come si vede mentre abbiamo fatto un passo avanti nell'aprire i mercati dell'elettricità e del gas e nello sviluppo di nuovi fonti alternative agli idrocarburi, manca ancora un sistema collaudato di statistiche industriali in grado di dare con certezza e rapidità le necessarie informazioni sui consumi, sulla produzione e sulle importazioni agli operatori, ai ricercatori e soprattutto alle Istituzioni (Ministeri, Autorità, Regioni) che devono predisporre in tempo le direttive per governare i mercati dell'energia.

Con il riassetto del settore dell'energia che dovrebbe arrivare entro l'estate con l'approvazione del disegno di legge Marzano, il Paese si doterà di un nuovo sistema legislativo; ci auguriamo che contestualmente parta anche un efficiente sistema di rilevazioni in campo energetico, cosichè legislazione ed informazione statistica vadano avanti di pari passo così come avviene in tutti i Paesi industrializzati.

di Edgardo Curcio

Il riassetto in corso del settore energetico.

L'eccellente qualità del dibattito parlamentare in corso sul DDL Marzano fa ben sperare per completare in tempi certi il riassetto del settore energetico, anche alla luce della proposta varata recentemente dal Consiglio dei Ministri di revisione del Titolo V della Costituzione, con l'attribuzione del governo dell'energia "nazionale" alla competenza esclusiva dello Stato e quindi, per differenza, del governo "locale" agli enti locali.

Infatti, la filosofia ispiratrice della proposta di riforma costituzionale appare così più vicina al "112 Bassanini" che non all'infelice articolo 117 attuale. Anche se ci vorrà del tempo per la piena attuazione dell'iter legislativo, in tema di produzione, ciò significa dare certezza sin da ora agli investimenti già programmati secondo lo "sblocca-centrali", in una logica liberista di mercato: il fabbisogno di nuova potenza sarà allocato sul territorio secondo logica di efficienza economica e rispetto ambientale.

E non è poco, data la diffidenza di chi ancora invoca la programmazione energetica, agitando lo spettro del disastro ambientale dietro ogni angolo: sia la tecnologia della cogenerazione che quella del carbone pulito sono ben note e ben verificabili sotto il profilo della compatibilità ambientale. Il rispetto dell'ambiente e della salute umana deve essere un obiettivo quotidiano di chiunque gestisce un impianto, non deve essere una giaculatoria retorica solo al momento della progettazione del sito.

Più in generale, il DDL Marzano mostra la solidità di un impianto legislativo condiviso a livello politico – perché rispecchia il programma di Governo della legislatura – a livello tecnico, – perché discusso lungamente con gli operatori, a livello sociale – perché discusso approfonditamente anche in sede CNEL.

La distinzione nel DDL Marzano fra profili generali di competenza statale e problematiche vicine al territorio, secondo principi di sussidiarietà e proporzionalità, è funzionale a un riassetto del settore che porterà costi più bassi per i produttori, maggiore competitività per le imprese e minori prezzi per le famiglie: lo abbiamo

Edgardo Curcio - **Progressi nella liberalizzazione ma black-out nell'informazione**

Carlo Andrea Bollino - **Il riassetto in corso del settore energetico**

Vittorio D'Ermo - **Scenari geopolitici dopo la guerra con l'Iraq**

G. B. Zorzoli - **Un mercato più liberalizzato**

Ugo Farinelli - **Idrogeno ancora lontano**

Federico Santi - **La riconversione della centrale ENEL di Torvaldaliga Nord**

ripetuto spesso, ma ritorniamo sull'argomento.

Azzardiamo alcune ipotesi di studio, secondo la nuova filosofia della proposta di revisione costituzionale. Una Regione sceglie di incentivare la generazione diffusa in impianti di piccola taglia (ad esempio, inferiori a 300 MW): secondo l'attuale "112 Bassanini", essa è competente in via esclusiva, ma secondo il DDL Marzano, gli eventuali maggiori oneri di questa scelta non devono ricadere sul resto del Paese.

Un'altra Regione sceglie di attivare una grande centrale (ad esempio superiori a 300 MW) per il suo sistema di trasporto ferroviario locale: secondo il nuovo dettato costituzionale potrà decidere in autonomia, ma secondo il DDL Marzano deve rispettare le norme statali in materia di sicurezza del sistema elettrico e della rete di trasporto nazionale.

Infine, una considerazione sulla regolazione del mercato. Il dibattito parlamentare sul DDL Marzano ha riconosciuto l'importanza del coordinamento fra soggetti pubblici diversi: Amministrazione, Autorità di regolazione, enti strumentali alla gestione del sistema (GRTN, GME, Cassa conguaglio ecc), recependo già l'impianto della nuova Direttiva UE di prossima emanazione, sia per quanto riguarda la divisione dei compiti, che per la definizione del nuovo regime di accesso speciale per le nuove infrastrutture. Il disegno si completa con una più precisa distinzione tra: la funzione generale di tutela dei consumatori deboli (attribuita al Governo) e la forma specifica della gestione di questa tutela (con il graduale superamento della figura alla Bersani dell'Acquirente Unico, che è definitivamente scomparso dalla nuova Direttiva UE).

Concludo con un auspicio: dopo tanta disinformazione, il riassetto del settore energetico deve poter contare su una costante attività di educazione energetica che, utilizzando i mezzi e le tecniche della comunicazione di massa, diffonda nella popolazione il concetto che l'energia è un bene primario e comune, e che pertanto essa:

- vada conservata, cioè risparmiata;

- vada prodotta con l'utilizzo delle fonti e delle tecnologie più compatibili con l'ambiente di cui essa è frutto, non nemico;

Occorre allora progettare e attuare un piano nazionale di educazione energetica (sotto la responsabilità del MAP), che diffonda nella popolazione una cultura in cui i temi della produzione, del trasporto e del risparmio energetico siano concepiti come un vero e proprio patrimonio collettivo di pubblica utilità.

Carlo Andrea Bollino

Scenari geopolitici dopo la guerra con l'Iraq

La defenestrazione del regime di Saddam Hussein da parte di una coalizione guidata dagli Stati Uniti e dal Regno Unito costituisce un fatto di enorme peso geopolitico.

Le ripercussioni di questo evento non solo su tutto lo scacchiere del Medio Oriente ma in genere sulle relazioni internazionali, sul ruolo delle Nazioni Unite e dell'Unione Europea, già molto rilevanti nella fase che ha preceduto il conflitto, continueranno a farsi sentire anche nel medio termine.

I fattori di novità sono numerosi e di notevole spessore sia sul piano militare che su quello politico.

Sul piano militare si è osservato un nuovo modello di utilizzo della forza che gli specialisti del settore non hanno mancato di mettere in luce e che è schematizzabile in una fortissima sinergia tra le componenti terrestri e quelle aeree e nell'avvio delle operazioni senza una lunga fase preparatoria di bombardamenti aerei, secondo il modello che aveva caratterizzato l'avvio della guerra per la liberazione del Kuwait. Questa nuova strategia, anche di fronte ad un avversario, che non si è sfaldato al primo colpo, secondo le aspettative più ottimistiche, ha avuto un indubbio successo anche per i danni relativamente limitati che ha inferto alle infrastrutture civili e militari nonché al settore petrolifero.

Sul piano politico le fratture con il passato sono anch'esse molto vistose: l'intervento è infatti stato deciso non solo senza un mandato esplicito delle Nazioni Unite, che avevano trovato il consenso per minacciare gravi conseguenze per l'Iraq nell'ipotesi di possesso di armi di distruzione di massa, ma che non si erano trovate d'accordo nella valutazione dei risultati delle ispezioni avviate sul territorio iracheno. La difficoltà a trovare un accordo nell'ambito delle Nazioni Unite non costituisce peraltro un elemento di novità nell'attuale assetto istituzionale di quella organizzazione che rende molto difficile l'adozione di risoluzioni.

Ben più grave è stata la frattura tra Stati Uniti, Regno Unito ed un gruppo di nazioni della Nato, tra cui l'Italia, sia pure con atteggiamenti diversificati, ed un gruppo di paesi nettamente contrari all'azione militare come la Francia, la Germania e la Russia, paesi che, a vario titolo, hanno sempre avuto profonde relazioni economiche e politiche con l'Iraq.

Queste fratture certamente avranno un peso nel processo di ricostruzione dell'assetto economico e politico del nuovo Iraq, così come la mancanza di una opposizione organizzata al regime iracheno che ha reso quanto meno più complesso il compito delle forze americane ed inglesi, che non hanno potuto contare, almeno nella prima fase del conflitto, sull'insurrezione della popolazione locale, anche se, in larga maggioranza, ostile al regime.

Emblematico in proposito appare l'esempio della città di Bassora dove gli abitanti, in prevalenza sciiti, memori del tragico epilogo della rivolta scoppiata al termine della guerra del Golfo, che fu abbandonata a se stessa dalle truppe della coalizione intervenute per liberare il Kuwait, hanno esitato a schierarsi con le truppe inglesi impegnate a vincere la dura resistenza dei fedeli di Saddam Hussein.

In questo, come in altri casi, la popolazione locale ha preferito attendere maggiore chiarezza sulla evoluzione del conflitto prima di prendere posizione esplicita, rendendo inattuabile lo scenario più ottimistico della guerra lampo e del collasso quasi automatico del regime.

Nonostante queste difficoltà le capacità militari della coalizione hanno comunque raggiunto il primo degli obiettivi prefissati, che consisteva nella caduta di un sistema politico con il quale le possibilità di dialogo venivano considerate ormai precluse.

Ed è ormai sul futuro di questo paese che è concentrata l'attenzione e l'iniziativa politica delle nazioni che hanno assunto la leadership dell'intervento e sulle quali pesa la non facile responsabilità di attuare le prime mosse del processo di ricostruzione che dovrebbe avvenire

secondo regole del tutto nuove anche per assicurare l'opinione pubblica del mondo arabo.

La qualità e la direzione di questo processo sono fondamentali non solo sul piano interno ma anche sul piano internazionale, dove occorre ristabilire un rapporto costruttivo con le Nazioni Unite, come istituzione, e con i paesi che fino allo scoppio delle ostilità hanno manifestato il loro profondo dissenso. Il futuro dell'Iraq si intreccia strettamente con l'assetto delle relazioni internazionali non solo nell'ambito del Medio Oriente ma in ambito ancora più vasto che si estende all'intero mondo islamico.

Il ruolo dell'Iraq, paese di grandi tradizioni storiche e culturali, è andato progressivamente riducendosi a partire dal 1980, quando la lunga guerra con l'Iran portò ad un primo dimezzamento del reddito pro capite dal livello di 3700 \$ del 1980 ai 2700 \$ del 1990.

Questa spirale negativa è continuata con la disastrosa invasione del Kuwait che ha comportato, in presenza di una persistente sensibile crescita demografica, ad una ulteriore riduzione del livello di vita negli ultimi anni, per i quali non sono nemmeno disponibili statistiche in formato internazionale.

Nonostante un potenziale di riserve di greggio di oltre 110 miliardi di barili, paragonabile a quello dell'Arabia Saudita (oltre 260 miliardi di barili), il ruolo dell'Iraq come produttore e come membro dell'Opec, a partire dagli anni '80, si è andato progressivamente riducendo. Dopo l'invasione del Kuwait l'Iraq è stato confinato al ruolo di venditore di greggio in cambio di prodotti essenziali, sotto il controllo delle Nazioni Unite secondo lo schema "Oil for Food", mentre l'embargo sui beni industriali portava ad un deterioramento del settore petrolifero specie relativamente all'attività di ricerca e sviluppo di nuove risorse.

Questo lungo periodo di declino non ha però compromesso le potenzialità del paese, che rimangono molto ampie per una popolazione di oltre 23 milioni di abitanti.

Vittorio d'Ermo

Un mercato più liberalizzato

A fine maggio, cioè novanta giorni dopo il perfezionamento della vendita di Interpower, come previsto dalla legislazione vigente la soglia per i clienti idonei scenderà a 100.000 kWh/anno, cioè a valori tipici di molte piccole imprese, che, rispetto alle consorelle maggiori, in genere continuano a pagare un prezzo dell'energia elettrica più elevato e potrebbero quindi avere grande interesse a ricercare opportunità più convenienti.

Questo in teoria, ma, tenuto conto della situazione italiana, un interrogativo è d'obbligo: quanto potrà diventare effettiva questa ulteriore apertura del mercato?

Tralascio perché ben noto il problema della scarsa disponibilità di offerta concorrenziale, che tuttavia rimane un grave handicap per lo sviluppo di un reale mercato elettrico. Per quanto concerne le altre incognite, va preliminarmente sottolineato che clienti con consumi relativamente modesti difficilmente si presenteranno da soli su un mercato nuovo e con peculiari caratteristiche, qual è quello elettrico. Insomma, la via del consorzio sembra obbligata.

Costituire un consorzio non è però così semplice come bere un bicchiere d'acqua. A parte gli oneri finanziari che comporta, va tenuto conto non solo dei vincoli formali ad esso connessi (ad esempio per uscirne occorre seguire determinate modalità, e va rispettato uno schema di garanzie degli impegni assunti singolarmente), ma anche di altri elementi di rigidità, come l'obbligo di comunicare periodicamente il profilo di assorbimento e le bande entro cui possono oscillare gli assorbimenti di energia.

Inoltre per soggetti di piccole dimensioni può rappresentare una garanzia la presenza nel consorzio di almeno un grosso consumatore di elettricità, pertanto già dotato di esperienza in materia (in particolare certamente attrezzato per controllare efficientemente il proprio carico) e in grado di operare con sufficiente autorevolezza ed efficacia sul mercato: di fatto capace di assumere innanzi tutto l'onere di promuovere il consorzio e successivamente la leadership della gestione, con evidenti vantaggi per gli altri consorziati, purché sotto il profilo legale siano loro garantite opportune norme di salvaguardia e di controllo. Condizione presente in consorzi già funzionanti, tuttavia non sempre attuabile per l'assenza o la non disponibilità di imprese adeguate.

Last but not least, per decidere di consorziarsi i potenziali soci devono intravedere in questa scelta significative, ma soprattutto poco aleatorie, convenienze economiche. E qui potrebbe cascare l'asino.

Una siffatta valutazione è resa oggi ardua, se non impossibile, dall'assenza di informazioni sui prezzi dell'energia elettrica nel mercato libero quantitativamente significative e sufficientemente prolungate nel tempo. Finora, infatti, non c'è stata alternativa alla stipula di contratti bilaterali, per i quali le informazioni sono scarse e non sempre affidabili. Oltre tutto una soluzione abbastanza diffusa è stata quella di un prezzo di vendita dell'energia elettrica basato su uno sconto rispetto al costo di acquisto sul mercato vincolato, di difficile valutazione se non a consuntivo.

Un miglioramento della situazione potrà venire dai dati forniti dalla cosiddetta Borsa Elettrica, la quale, però, non è ancora entrata in funzione, con un ritardo rispetto alla scadenza prevista dal Decreto Bersani che ormai supera i due anni. Forse non un male in assoluto, in quanto prima della vendita delle tre Genco il mercato sarebbe stato troppo asfittico, ma ora, poiché la situazione dell'offerta non presenta più prospettive di cambiamenti radicali nel prossimo futuro, ogni ulteriore ritardo rappresenta un handicap. L'avvio sembra per altro imminente, ma i ripetuti annunci del passato, regolarmente disattesi, inducono alla prudenza.

Anche con la Borsa Elettrica in funzione, ci vorrà tempo prima che le piccole imprese dispongano di una sequenza di andamenti dei prezzi quantitativamente significativa e sufficientemente estesa nel tempo. Inoltre è indispensabile che contestualmente si avvii anche il mercato dei derivati, l'unico in grado di garantire una equilibrata e accettabile ripartizione dei rischi connessi alla straordinaria volatilità dei prezzi dell'energia elettrica, come dimostrano i mercati realmente funzionanti.

Insomma, *it's a long way to Tipperary*.

G.B. Zorzoli

Idrogeno ancora lontano

In questo periodo si parla molto dell'idrogeno come base del sistema energetico del futuro.

Quali sono i motivi di questo rinnovato interesse (già negli anni '70 l'idrogeno era stato al centro di un vivace dibattito, anche se limitato agli esperti)? C'è qualcosa di nuovo? Vi sono prospettive concrete, e su quali tempi?

La scelta dell'idrogeno come "vettore energetico" di elezione ha motivi molto validi. Prima di tutto, i vantaggi ambientali negli usi finali: bruciando, l'idrogeno produce solo vapor d'acqua (o tutt'al più, se brucia in aria, qualche ossido d'azoto) e non tutti gli inquinanti legati al carbonio e agli idrocarburi, o particelle sospese, inoltre, di per sé non libera anidride carbonica o altri gas a effetto serra. Infine, l'idrogeno è il combustibile di eccellenza per le celle a combustibile, che combinano direttamente idrogeno e ossigeno per produrre elettricità, e che oltre a non essere inquinanti hanno anche rendimenti energetici superiori ai sistemi tradizionali.

L'aumentata attenzione agli aspetti ambientali e climatici, l'emergenza atmosfera in molti centri urbani, la necessità di alleggerire sul lungo termine la dipendenza dal petrolio, giustificano senz'altro che si prenda in seria considerazione l'idrogeno. Inoltre, l'impegno di molti tra i maggiori costruttori di automobili in Giappone, negli Stati Uniti e in Europa nello sviluppare veicoli a celle a combustibile costituisce un ulteriore segnale in questa direzione. Progressi importanti (anche se non rivoluzionari) sono stati ottenuti in tempi recenti nelle ricerche su molti degli aspetti dei sistemi energetici a idrogeno.

Ma l'idrogeno è appunto un "vettore" energetico, serve cioè a immagazzinare, trasportare e sviluppare energia, non è di per sé una fonte energetica: occorre produrlo a partire dal gas naturale (oggi la fonte di idrogeno più economica), o dal carbone (che potrebbe diventarlo nel prossimo futuro, anche grazie ai progressi nella separazione dell'idrogeno dai gas di sintesi mediante membrane); oppure da fonti energetiche rinnovabili (il sole, il vento, l'idroelettricità, le biomasse) con processi di varia natura (elettrolitici, termochimici, biologici) che però oggi, salvo condizioni molto particolari, sono molto costosi (le eccezioni potrebbero riguardare per esempio lo sfruttamento di impianti idroelettrici remoti nel nord del Canada o geotermici in Islanda, troppo remoti dai centri di domanda per giustificare una linea elettrica). Inoltre, produrre idrogeno da combustibili fossili avrebbe un senso completo solo se fosse abbinato al sequestro dell'anidride carbonica prodotta, ciò che è ben possibile ma aggiunge costi ulteriori.

Anche le celle a combustibile, la cui considerazione viene generalmente accoppiata a quella dell'idrogeno, tardano a farsi strada: i loro costi sono ancora elevatissimi, e non basterebbe il fattore di scala di una produzione su moltissimi esemplari a renderle competitive con i motori a combustione interna o con le turbine a gas. Inoltre, non tutti i problemi tecnici sono stati risolti, come è il caso della durata degli elettrodi nelle celle ad alta temperatura, o della fabbricazione dell'elettrolito polimerico in quelle per autotrazione.

Ma, ancora più importante, molti sono i problemi ancora da risolvere per quanto riguarda l'immagazzinamento, il trasporto, la distribuzione dell'idrogeno, legati anche agli aspetti di sicurezza di questo gas leggero che tende a infiltrarsi dappertutto e che forma facilmente con l'aria miscele infiammabili o esplosive.

Uno dei problemi maggiori dell'uso dell'idrogeno negli autoveicoli è dato dalle dimensioni eccessive del serbatoio per il gas compresso, tanto che molti progettisti sembrano preferire oggi di trasportare benzina o metanolo, e convertirlo sulla vettura in idrogeno al momento in cui è richiesto: procedimento che fa perdere almeno in parte le motivazioni ambientali e di rendimento che spingevano all'uso dell'accoppiata idrogeno-celle a combustibile.

In conclusione, è più che giustificato – anzi, è necessario – dedicare attenzione e adeguati investimenti nella ricerca e sviluppo per superare i molti problemi tecnici e soprattutto economici che ci separano ancora da un sistema energetico in cui l'idrogeno abbia una parte importante; è opportuno tener presenti questi modelli di sviluppo quando prepariamo degli scenari di lungo termine; può anche essere opportuno, al momento di prendere decisioni per grandi investimenti infrastrutturali destinati a durare molto a lungo, interrogarsi sulla compatibilità o meno di tali decisioni con il modello che abbiamo in mente (penso per esempio alle scelte radicali che dovrà affrontare nei prossimi anni la Cina per un sistema energetico che consumerà miliardi di tonnellate all'anno di carbone).

Ma sarebbe ugualmente sbagliato aspettarsi che sistemi basati sull'idrogeno siano in grado di risolvere i problemi di oggi o dei prossimi venti anni. L'idrogeno, per quanto attraente e auspicabile, è ancora lontano.

Ugo Farinelli

La riconversione della centrale ENEL di Torrevaldaliga Nord

Di tutta l'energia elettrica prodotta ogni anno nel mondo, quasi il 40% proviene dalla combustione del carbone. Nell'Europa Occidentale questa quota si riduce, anche in prospettiva: per il 2010 la Commissione Europea la prevede intorno al 30% circa. In Italia essa non supera l'11%.

Eppure i prezzi dell'olio combustibile e del gas naturale importati in Europa sono su livelli più che doppi rispetto al prezzo del carbone.

La scarsa accettabilità sociale degli impianti a carbone per ragioni ambientali e di salute pubblica e l'elevato livello di investimenti richiesto sono stati due dei più importanti fattori di ostacolo alla diversificazione verso questa fonte energetica in Italia.

La situazione attuale del sistema elettrico nazionale sembra favorire l'installazione di nuove centrali, data la penuria di potenza alla punta annua del carico riscontrata dal GRTN e coperta dalle importazioni, data la cornice autorizzativa del decreto "sblocca-centrali", data infine l'apertura, pur graduale, del mercato della produzione elettrica.

Le molte richieste di autorizzazione alla costruzione di nuove centrali sono quasi tutte orientate alla tecnologia degli impianti a ciclo combinato a gas naturale (CCGT), che a fronte di ben noti benefici tecnici, ambientali e finanziari, presentano un costo marginale del kWh competitivo, sì, ma fortemente legato all'andamento dei prezzi del gas naturale. Oggi il costo marginale di produzione di un impianto CCGT si aggira sui 3 centesimi di euro per kWh prodotto, mentre quello di un moderno impianto a carbone è circa due terzi. In un'ottica di "marginal cost pricing" come quella che dovrebbe derivare dall'avvio del mercato elettrico, la convenienza degli impianti a carbone è ben evidente.

Se si grava il kWh del costo di costruzione si arriva per entrambe le tecnologie a circa 3,8÷4,0 eurocent/kWh, dato l'alto livello di investimenti richiesto dagli impianti a carbone. Tuttavia l'ammortamento degli investimenti in regime di libero mercato è un problema che coinvolge le utilities nel loro complesso e non è detto che la ripercussione sul costo di produzione del kWh sia così diretta, mentre è certo che gli impianti a più basso costo marginale sono in grado di sostenere gli ammortamenti, dato che per il basso prezzo di mercato praticabile hanno la certezza di vendere l'elettricità prodotta.

Queste considerazioni, e altre di carattere più generale circa la sicurezza e l'economicità degli approvvigionamenti di fonti energetiche per i decenni futuri, hanno portato Enel Produzione SpA a proporre la trasformazione dell'impianto a vapore a condensazione a olio combustibile di Torrevaldaliga Nord, sito nei pressi di Civitavecchia (RM), in impianto a carbone con caldaie a tecnologia super-critica.

Le condizioni super-critiche del vapore di circa 290 bar e oltre 600°C, raggiungibili grazie a nuovi materiali impiegati come speciali acciai ferritici, consentono un rendimento progettuale dell'impianto del 45% circa, contro un 40% delle tecnologie convenzionali (temperatura massima del vapore di circa 540°C). Questa altissima efficienza, unitamente al basso costo del combustibile impiegato, consente un costo marginale di produzione del kWh veramente competitivo, grazie al quale è possibile sostenere l'onere della "ambientalizzazione" della centrale, che prevede veri e propri impianti chimici di trattamento degli effluenti, tali da rispettare, almeno in sede progettuale, le più stringenti normative ambientali nazionali e internazionali.

Il progetto si pone all'avanguardia nel settore delle tecnologie del carbone "market-based": esistono "Clean Coal Technologies" più avanzate, per esempio la gassificazione del carbone integrata con turbogas a ciclo combinato (IGCC), eventualmente con produzione di idrogeno e sequestro dell'anidride carbonica, ma sono in fase sperimentale/dimostrativa e comunque hanno costi ancora troppo elevati per un inserimento non incentivato nel mercato termoelettrico.

Una volta in produzione, la nuova centrale dovrebbe accrescere l'ammontare di energia elettrica attualmente prodotta in Italia da carbone di un 30%, con l'auspicio che, recuperati gli investimenti, ciò si ripercuota positivamente sul prezzo di mercato dell'elettricità. Per inciso, attualmente la tariffa elettrica media nazionale per i clienti vincolati risente solo per una metà del prezzo internazionale dei combustibili e su questa metà il prezzo internazionale del carbone incide per meno di un quarto.

Nulla vieta, naturalmente, che a fronte di un cambiamento strutturale nel mix di fonti primarie cambi il metodo di calcolo della tariffa.

L'impianto esistente - in esercizio dal 1984-1986 e dotato dal 1998 di denitrificatori catalitici (DeNOx) per il controllo delle emissioni di ossidi di azoto (NOx) - è composto da 4 sezioni da 660 MW ciascuna, alimentate da un oleodotto proveniente dal porto di Civitavecchia.

Vicissitudini autorizzative di carattere ambientale hanno condotto Enel Produzione SpA a migliorare progressivamente nel tempo i parametri ambientali del progetto di riconversione a carbone e alla fine a ridurre la taglia della centrale, eliminando progettualmente uno dei quattro gruppi. L'ultima versione del progetto presentata a marzo al Consiglio Comunale di Civitavecchia è stata approvata a maggioranza (peraltro, con notevoli lacerazioni delle forze politiche e nonostante la forte opposizione di associazioni di cittadini e categorie sociali e professionali e di molti Sindaci del comprensorio). La Valutazione di Impatto Ambientale è oggi in corso e se ne prevede la fine per entro il prossimo maggio, mentre la chiusura della Conferenza dei Servizi è attesa per l'inizio dell'estate.

La dotazione della nuova centrale sarà dunque di 3 sezioni a carbone super-critiche da 660 MW ciascuna, per una taglia complessiva di impianto di 1.980 MW.

Si prevede: l'installazione di tre nuove turbine di alta e media pressione, tre caldaie super-critiche alte 85 m, un nuovo ciclo di acqua di alimento, nuovi sistemi di evacuazione delle ceneri; la realizzazione sulla costa prospiciente la centrale di due banchine per l'attracco di navi carboniere fino a 150.000 tonnellate, con una previsione di traffico di circa 50 navi all'anno; due carbonili coperti depressurizzati con macchine a controllo remoto per 600.000 metri cubi, che dovrebbero evitare l'aerodispersione di polveri di carbone da stoccaggio, trasporto e trattamento.

Il rispetto dei limiti di legge alle concentrazioni medie mensili di inquinanti gassosi nei fumi (400/200/50 mg/Nmc per SO₂/NO_x/particolato rispettivamente) è garantito, in sede di progetto, da tre desolforatori dei fumi con efficienza di abbattimento del 97%, tre denitrificatori catalitici con efficienza di abbattimento dell'85%, tre filtri a manica per il particolato con efficienza di abbattimento oltre il 99%. Con un carbone contenente 0,3÷1% di zolfo, si prevede progettualmente una concentrazione di inquinanti gassosi nei fumi, media su 720 ore di funzionamento, di 100/150/20 mg/Nmc per SO₂/NO_x/particolato, dunque ben al di sotto dei limiti di legge.

Naturalmente sarà un problema di esercizio verificare che le stesse condizioni progettuali vengano garantite nel funzionamento della centrale. In proposito, oltre all'ammodernamento e all'espansione della rete comprensoriale di rilevamento della qualità dell'aria, è previsto l'allestimento di un osservatorio ambientale e sanitario e la pubblicazione on-line in tempo reale dei dati di emissione.

Simulando il funzionamento dei tre gruppi per 6.500 ore equivalenti all'anno, si ottengono per gli inquinanti gassosi SO₂/NO_x/polveri rispettivamente le emissioni massiche di 17,7/8,8/2,2 milioni di tonnellate all'anno, una notevole riduzione rispetto all'impianto attuale supposto in funzionamento nelle stesse condizioni (riduzione rispettivamente dell'82%/61%/74%).

Anche le emissioni di CO₂, come noto non inquinanti ma oggetto di accordi internazionali per la mitigazione degli effetti delle attività antropiche sul clima, sono previste in riduzione teorica del 18%, da 11,8 a 9,7 milioni di tonnellate annue, grazie all'effetto combinato della riduzione di taglia e dell'aumento di efficienza, che compensano il maggior contenuto di carbonio del carbone rispetto all'olio combustibile. C'è da dire che oggi la centrale sta funzionando a regime ridotto di circa un quarto rispetto alla piena potenza, per cui di fatto tutte le emissioni gassose risulteranno a regime in aumento rispetto agli ultimi quattro anni.

L'insieme dei lavori di costruzione durerà circa cinque anni, impegnando una media di 1.500 lavoratori addetti, e costerà circa 800÷900 milioni di euro. L'impianto dovrebbe entrare in esercizio nel 2007-2008, se riuscirà a chiudere nei tempi previsti l'iter autorizzativo, peraltro sinora molto difficoltoso nonostante condizioni politiche ed economiche locali molto favorevoli, a conferma della scarsa fattibilità delle grandi infrastrutture energetiche sul territorio nazionale.

Federico Santi