

E. OCCORSIO

LA RINASCITA DEL CARBONE

INDICE

Prefazione **9**

Storia del carbone	19
I diversi tipi di carbone	41
Il mercato mondiale del carbone	49
Gas serra nel ciclo di vita dei combustibili	57
Il carbone pulito	65
Il carbone del futuro	83
Carbone, la politica in Italia	93
Il carbone e l'agricoltura	99
Il carbone della Sardegna	107

Schede Carbone **117**

Saline Joniche	119
Porto Tolle	127
Porto Marghera e Fusina	133
Vado Ligure	135
Brescia Lamarmora	141
Monfalcone	151

Fiume Santo	163
Torrevaldaliga	169
Brindisi Nord	173
Brindisi Sud	179
Sulcis	183
Bastardo	187
La Spezia	189
Genova	191

Intervista Davide Tabarelli	193
------------------------------------	------------

«**L'età d'oro del carbone**». Così ha definito i prossimi anni un'analista dell'International Energy Agency, Anne-Sophie Corbeau, in un'intervista alla fine del 2012. E la stessa agenzia conferma che se oggi gli impianti a carbone procurano i due quinti dell'energia elettrica mondiale, nel raddoppio di questa produzione complessiva previsto per i prossimi dieci anni i due terzi della quota aggiuntiva provverranno dal carbone stesso. Una crescita esponenziale che porterà il carbone alla pari del petrolio come rilevanza nel quadro mondiale delle fonti energetiche già fra cinque anni. Nel 2001, la quota del petrolio era pari alla metà. E tutto questo a costi tali da garantire l'economicità delle produzioni: «Oggi se bruci gas in un impianto per produrre elettricità, bruci denaro, se bruci carbone fai denaro», ha commentato Walter Boltz, vice presidente dell'Agency for Cooperation of Energy Regulators, in un'altra intervista degli ultimi mesi dell'anno scorso, chiarendo peraltro che da questo discorso è parzialmente esclusa l'America, dove l'estrazione crescente dello shale-gas effettivamente riduce drasticamente il prezzo di questo combustibile su quel mercato (e dove il carbone, che provvedeva il 42% dei fabbisogni elettrici Usa ancora nel 2010 è oggi sceso al 34%).

Il maggior “driver” della crescita della fonte carbone è la Cina, che si rivolge a questo combustibile per soddisfare le sue prepotenti necessità energetiche nell'era del suo grande sviluppo e già nel 2011 ha superato gli Stati Uniti come più grande produttore mondiale di elettricità. Nei dieci anni precedenti, la

domanda cinese di carbone era triplicata fino ad arrivare a 600 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Toe). Nello stesso 2011 l'industria carbonifera interna produceva più energia di quanta ne producesse tutto il petrolio importato dal Medio Oriente. Anche gli altri paesi emergenti seguono dinamiche analoghe: in India produrre 650 TWh di elettricità nel 2010 aveva implicato il consumo di 311 milioni di Toe e la domanda di carbone cresce del 6% l'anno: l'IEA calcola che il paese supererà gli USA quale secondo consumatore mondiale, dietro la sola Cina, entro il 2017.

Ma anche l'Europa fa la sua parte nel "coal boom" planetario. Particolarmente significativo è quanto sta accadendo in Germania. Il governo di Angela Merkel ha creato una struttura di incentivi specificamente per sostituire la produzione elettrica derivante dalle 8 centrali nucleari non riaccese (mentre altre 9 centrali continueranno a produrre fino al 2022), che su decisione personale della stessa Cancelliera sono state messe al bando subito dopo il disastro di Fukushima, in Giappone, dell'11 marzo 2011. Il consumo interno di carbone è aumentato del 4,9% da quando la Merkel ha dato quest'annuncio. Due nuove centrali sono state inaugurate nel corso del 2012 dalla stessa Merkel: uno di questi nuovi impianti, della potenza di 2.200 megawatt della Rwe vicino Colonia, è destinato a fornire energia elettrica a 3,4 milioni di case. E alla fine del 2012 un gruppo di *utilities* locali ha messo a punto un piano da 3,2 miliardi di euro per costruire il più grande impianto a carbone del Paese, nella regione del Schleswig-

Holstein. Nei programmi tedeschi c'è la costruzione di 17 nuove centrali a carbone, nonché nuove centrali a ciclo combinato a gas per sostituire vecchi impianti e per contribuire al rimpiazzo della fonte nucleare. Il carbone che si userà sarà in parte autoprodotto ma in massima parte importato soprattutto da Indonesia e America, i cui prezzi sono stabili e tendenti al ribasso. Le stesse correnti di importazione dovrebbero alimentare gli impianti a carbone in Italia, che stanno progressivamente riqualificandosi come leggerete nelle pagine di questa pubblicazione.

IL CARBONE: ELEMENTO FONDAMENTALE DI UNA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE SOSTENIBILE.

di Carlo De Masi e Rinaldo Sorgenti

E' ben evidente che una **Strategia Energetica Nazionale** (SEN) debba affrontare argomenti che riguardano le prospettive a medio e lungo termine ed è quindi opportuno delineare una strategia bilanciata e sostenibile che comprenda argomenti come l'Efficienza Energetica e lo sviluppo della ricerca per la messa a punto di Fonti Rinnovabili affidabili e sostenibili per il futuro.

Ma una componente fondamentale di una SEN deve altresì riguardare la produzione elettrica, che sempre più sarà la spina dorsale per un Paese che aspira a mantenere la propria posizione a fianco delle economie più avanzate nel mondo.

Questo è purtroppo il principale handicap che condiziona da lungo tempo l'economia del nostro Paese, che storicamente si basa sulle capacità manifatturiere e sull'export dei propri prodotti.

Peraltro, il rischio strategico che il sistema Italia subisce non ha eguali tra i Paesi sviluppati ed è ormai urgente che il Governo e i vari Stakeholder ne prendano finalmente atto per attuare tutte quelle indispensabili iniziative che ci consentano di superare questo grave problema, che inficia pesantemente le capacità competitive del nostro Paese.

Per fortuna non c'è bisogno di guardare nella "palla

di cristallo" per capire cosa necessiti fare: allo scopo, una semplice analisi del "**Mix delle Fonti**" per la produzione elettrica che si riassume nella media del 28 Paesi Ue ed ancor più la realtà del "**Mix**" dei Paesi del G8 e del G20 (con l'eccezione rischiosa ed insostenibile proprio dell'Italia), non può non fare da parametro e guida per le indispensabili decisioni strategiche da attuare.

Quali scelte quindi per il nostro Paese?

L'evidenza nella Ue28 dimostra che le "**Fonti di Base**" di un sistema affidabile e sostenibile debba necessariamente basarsi su **CARBONE + NUCLEARE** (come insegnano tutti i Paesi del G8 - Italia esclusa) e quanto più una delle 2 fonti è trascurata, maggiore è la necessità di ricorrere all'altra.

L'Italia presenta chiaramente una situazione anomala ed asimmetrica, avendo solo il 13% di produzione da CARBONE e nulla dal NUCLEARE.

L'altra pesante anomalia italiana è quella della produzione elettrica nazionale, dove l'Italia storicamente produce sul proprio territorio solo circa l'85% dell'elettricità che consuma ed è infatti il principale importatore in Europa di questo importante vettore.

In compenso, è positivo riscontrare che l'Italia indiscutibilmente presenti la migliore situazione in termini di intensità elettrica pro-capite (5,6) rispetto a tutti gli altri principali Paesi (Germania 7,8 - Francia 8,9 - U.K. 6,2 - USA 13,9 - Giappone 9,0).

Siamo infatti il Paese più "virtuoso", tra i grandi Paesi sviluppati del Mondo, in termini di consumo elettrico. Lo siamo peraltro anche in termini di

emissioni di CO₂ pro-capite; elementi questi spesso mistificati e distorti nella comunicazione mediatica. Peraltro, nessuno in Europa ha fatto così tanti investimenti negli ultimi 10 anni per ammodernare il proprio parco di generazione elettrica; purtroppo, questo è avvenuto quasi esclusivamente con la realizzazione di moderni “*Cicli Combinati*” alimentati a Gas Metano, per sostituire i vecchi “*Cicli a Vapore*” alimentati ad Olio Combustibile.

La demagogia e la speculazione comunicativa, che si basa fundamentalmente su fuorvianti aspetti emotivi, ha invece impedito di diversificare ed equilibrare il nostro “*Mix delle Fonti*” con la realizzazione di alcune moderne Centrali a Carbone che per le caratteristiche orografiche del territorio italiano potrebbero agevolmente trovare la loro dislocazione lungo la penisola.

Infatti, concetti razionali di vera “*Sostenibilità*” per il sistema di generazione elettrica di un Paese avanzato si possono agevolmente riassumere nei punti seguenti:

- 1) Facilità degli approvvigionamenti**
- 2) Economicità**
- 3) Continuità (vs. intermittenza di eolico e solare fv)**
- 4) Sicurezza strategica**
- 5) Efficienza di utilizzo dei combustibili primari**
- 6) Rispetto ambientale**

Da un'analisi obiettiva risulterebbe quanto mai evidente che il Carbone sia un combustibile a tutti gli effetti “*Sostenibile*”, rispondendo in maniera opportuna a tutti e 6 i parametri sopra citati, soprattutto per un Paese notoriamente povero di

“materie prime” come l’Italia, che dipende più di qualunque altro dalle importazioni energetiche per soddisfare i propri bisogni.

La risposta tecnologica comprende: le **CCT** (Clean Coal Technologies), che consentono di utilizzare il Carbone senza particolari inconvenienti di natura ambientale, mentre con la **CCS** (Carbon Capture & Storage) è possibile anche rispondere all’eventuale necessità di ridurre le emissioni di CO₂ in atmosfera. Come noto, la Commissione Europea ha posto le tecniche di CCS tra le iniziative da attuare per rispondere alla Direttiva di riduzione delle **emissioni in atmosfera**, ma è evidente che applicare tali tecniche CCS solo all’utilizzo del Carbone non risolverebbe affatto il problema delle emissioni, in quanto la realtà italiana nel 2010 evidenzia che 2/3 delle emissioni di CO₂ dalla generazione elettrica siano dovute all’utilizzo degli idrocarburi: **56% al Gas Metano e 7% all’Olio Combustibile**, essendo il contributo emissivo del **Carbone solo del 35%**, mentre un 2% è dovuto ad altri combustibili. Come sappiamo, le emissioni di CO₂ dalle Biomasse non sono considerate, anche se sarebbe forse opportuna una riflessione, sul breve-medio periodo (se questa è la preoccupazione), perché la combustione di un albero che ha impiegato 20-30 anni mediamente per crescere, rilascia immediatamente in atmosfera tutta la CO₂ che lo stesso ha assorbito per la sua crescita e ce ne vorranno ancora 20-30 per farlo ricrescere tal quale.

Inoltre, applicare la contabilizzazione delle **emissioni di CO₂** alle emissioni di sola

“combustione” (la fase: “**post-combustion**”), come prevede la **Direttiva ETS-Ue**, e trascurare invece totalmente le emissioni dovute alla “estrazione/produzione” (la fase: “**pre-combustion**”) dei combustibili fossili – come di fatto avviene con il Protocollo di Kyoto e come abitualmente considerato da tutte le Istituzioni internazionali (IPCC, Ue e Paesi emettitori) – si determina una chiara discriminazione che nulla ha a che fare con il supposto concetto del contrasto ai “Cambiamenti Climatici”, generando invece un’evidente ed impropria discriminazione ed un’alterazione dei principi di “libera concorrenza” (peraltro non consentita dalle stesse leggi fondanti della Ue) tra: Paesi – Settori – Prodotti, all’interno della stessa Comunità europea.

Per dare un esempio di cosa significhi quanto sopra citato ed un parametro di valutazione globale, basterebbe andare ad osservare cosa avviene in fase di estrazione del Gas Metano nei vari Paesi produttori, dove risulta che: “**Almeno 1/3 delle riserve mondiali di Gas Naturale presentano in giacimento alti livelli di anidride carbonica (CO₂)**”, che l’industria del settore da decenni provvede a separare dal flusso dei Gas in estrazione per liberarla poi in atmosfera (*vented*) nei luoghi di estrazione del combustibile, senza che questa sia conteggiata né attribuita ad alcuno (chiedetelo ad IPCC)!

Quindi, **la strategia necessaria dell’Italia**, per:

- **migliorare la propria competitività;**
- **ridurre i rischi di approvvigionamento energetico;**
- **incrementare la sostenibilità Paese;**

non può non considerare l'urgente necessità di diversificare ed equilibrare il proprio **“Mix delle Fonti”**, con:

- 1) **Carbone: Raddoppiare il suo contributo, con l'utilizzo delle tecnologie CCT e CCS.**
- 2) **Gas Metano: Ridurre/dimezzarne l'uso, rispetto all'eccessiva dipendenza attuale.**
- 3) **Nucleare: Valutare se continuare con l'import, dopo l'esito del recente Referendum???**

Perché il Carbone è:

- diffuso ampiamente nel mondo
- disponibile in grandi quantità
- economico (molteplicità di fornitori)
- sicuro (non è velenoso, ne' esplosivo)
- eco-compatibile grazie a CCT e CCS.

Parliamone, quindi, senza pregiudizi e fuorvianti ideologie, nell'interesse di tutti.

Carlo De Masi e Rinaldo Sorgenti

PREFAZIONE

Nel mese di marzo 2013 è stata varata con decreto interministeriale la Strategia Energetica Nazionale: sul testo si è aperto un confronto ad ampio raggio su scala nazionale, aperto a tutte le componenti della società, dai cittadini ai sindacati, dalle organizzazioni ambientaliste ai comitati civici.

In effetti, il piano del governo è molto articolato, a conferma che l'esecutivo tecnico dà la massima importanza a questo settore nella convinzione che possa rimettere in moto l'intera economia. Il solo fatto di raddoppiare l'estrazione di petrolio e metano fino a raggiungere il 14% della domanda, secondo il governo procurerà un aumento del Pil di mezzo punto. Il decreto, che andrà perfezionato appunto con i prossimi provvedimenti legislativi, spiana la strada a permessi più facili per perforazioni petrolifere e di metano e semplificazione amministrativa (oggi la normativa di autorizzazione e concessione richiede passaggi autorizzativi lunghissimi ed è per molti aspetti molto più restrittiva di quanto previsto dalle normative europee).

Il solo fatto di aver abbassato da 12 a 5 miglia dalla costa la distanza a cui poter installare delle trivelle per idrocarburi, in linea con gli orientamenti europei, unico decreto finora approvato dal governo, darà luogo secondo i tecnici del ministero a 15 miliardi di investimenti, 25 mila posti di lavoro

stabili e addizionali, una riduzione di oltre 6 miliardi l'anno della nostra bolletta energetica e 2,5 miliardi di nuove entrate fiscali. La modifica farà inoltre affluire, attraverso le royalties e le tasse locali, nuovi capitali specialmente nelle regioni del centro-Sud dove sono concentrati i permessi di esplorazione.

D'altro canto, è inevitabile che, come previsto, vi sia anche un drastico taglio per gli incentivi sulle rinnovabili (visto che il costo dei pannelli sui mercati internazionali è crollato di circa il 90% negli ultimi 2 anni) dimostra la compresa necessità di riequilibrare il panorama energetico nazionale abolendo quelli che con i progressi tecnologici erano diventati degli abusi difficilmente tollerabili. Contemporaneamente, ci sarebbe la convinzione che la Borsa del gas sia potenziata, mentre nel settore elettrico i bonus fiscali si dovranno concentrare sull'efficienza e la riduzione dei consumi. E poi il governo ha assicurato il pieno appoggio ai progetti di 4 rigassificatori approvati o in costruzione. Tutto questo nella speranza che il costo dell'elettricità possa abbassarsi ed avvicinarsi a quello dei nostri principali concorrenti in Europa.

Ma per tutto il resto, come si diceva, il dibattito è aperto. Speriamo anche sul carbone, che al momento sembra quasi essere stato “dimenticato” dalla bozza di SEN. In effetti, il pacchetto-energia contiene solo un vago accenno alla necessità di sviluppare le tecnologie sul “carbone pulito” e l'opportunità di investire nella “cattura & sequestro” dell'anidride carbonica (dove, con il “Progetto Integrato Sulcis”, si potrebbe portare la produzione nazionale fino a due

milioni di tonnellate, oltre allo sviluppo di tecnologie innovative di interesse mondiale). Due indicazioni generiche ma preziose, che suggerirebbero la necessità di proseguire verso queste due fondamentali misure di sviluppo energetico, rilanciando così finalmente anche una fonte antica che ha la possibilità di provenire dall'interno, rispetto al petrolio medio-orientale o al gas russo ed algerino.

Per tali motivi, nasce questo volume, che contiene una serie di elementi conoscitivi e di analisi che possono essere utili in un momento di profonda ed opportuna riflessione sulla struttura del quadro energetico italiano.

CAPITOLO 1

STORIA DEL CARBONE

Il carbone è stato di gran lunga la prima fonte di energia, e in molti casi l'unica a supporto dell'attività economica, in occasione di tutti i maggiori sviluppi degli ultimi secoli: è stato alla base della rivoluzione industriale in Gran Bretagna nel '700 (quando si scoprì che bruciarlo era infinitamente più redditizio, più pratico e meno costoso che bruciare il legno), dell'emersione degli Stati Uniti come una grande potenza economica negli ultimi decenni del XIX e dei primi del XX secolo, e ancora della prepotente industrializzazione della Germania dell'inizio del '900, della crescita del Giappone pressappoco nello stesso periodo, e ora del cambiamento epocale da paesi agricoli ad industriali della Cina e dell'India in questo scorcio di XXI secolo.

Ovunque, c'è stato il carbone: per far funzionare le centrali elettriche, per far muovere i treni e i trasporti navali, per alimentare le grandi industrie pesanti, da quelle siderurgiche a quelle della produzione del vetro. Un minerale prezioso, creato nel corso dei milioni di anni dalla fossilizzazione dei vegetali che finivano nel terreno e poi sotto di questo in

combinazione con gli sconvolgimenti geologici che si sono verificati nelle epoche passate. In nessun altro settore questo ruolo appare evidente come nella produzione di elettricità: negli ultimi 40 anni l'elettricità generata dal carbone a livello globale è aumentata del 325%, salendo dai 2103 TWh (cioè 1000 miliardi di watt all'ora) del 1971 ai 9000 TWh del 2010. E questo ruolo è destinato ad aumentare ulteriormente: nello scenario "politiche correnti" tracciato dall'Aie (Agenzia Internazionale dell'Energia), l'incremento previsto è del 60% da qui al 2035, ma anche nello scenario più estremo di valorizzazione delle nuove fonti, lo scenario chiamato appunto "new policies", l'utilizzo del carbone sale comunque del 19%.

E' realistico pensare che nei fatti la situazione si collocherà in qualche modo nel mezzo di queste due proiezioni. Nell'arco di tempo che va dal 1990 al 2035, periodo in cui la popolazione mondiale sarà cresciuta di 3,2 miliardi di persone e il Pil globale sarà stato di oltre 125 miliardi di dollari, il contributo del carbone alla produzione globale di energia – secondo queste proiezioni – sarà pari a un totale compreso fra i 600 e i 2000 milioni di Tep (tonnellate di petrolio equivalenti: secondo l'Aie, 1 tonnellata di petrolio equivale, quanto a resa energetica, a 1,548 tonnellate di carbone).

Ma cos'è il carbone, anzi i vari tipi di “carboni”? Il carbone è, o almeno deriva, da materia viva, il che spiega la sua vivace risposta alla fiamma. La formazione del carbone risale a circa 300 milioni di anni fa, quando un clima caldo ed umido ed un'elevata concentrazione di CO_2 favorirono la crescita di alberi giganti ed una vegetazione lussureggiante in varie aree del pianeta: la loro morte (favorita da inondazioni e sommovimento dei suoli) e la successiva “maturazione” in una condizione di scarsità di ossigeno hanno via via portato queste biomasse a gradualmente perdere buona parte del loro naturale contenuto di umidità, ossigeno ed idrogeno, concentrando invece il contenuto di carbonio, fino a portare a quelli che conosciamo come carboni fossili.

Così il carbone è un combustibile pronto all'uso di color nero o bruno scuro, formatosi entro rocce sedimentarie; composto principalmente da carbonio, tracce di idrocarburi, oltre a vari altri minerali accessori assortiti, compresi alcuni a base di zolfo. Esistono vari metodi di analisi per caratterizzarlo. L'inizio del suo massiccio sfruttamento è spesso associato alla Rivoluzione Industriale ma ancor oggi il carbone rimane un combustibile assolutamente importante; circa il 40% dell'elettricità di tutto il mondo, viene prodotta usando questo combustibile. Negli Stati Uniti, il paese che detiene le maggiori

riserve di carbone sul pianeta, la metà circa dell'elettricità è generata dal carbone, ma anche in Germania rappresenta ancora oggi il 42% della produzione elettrica e probabilmente crescerà ancora nei prossimi anni a seguito della decisione di abbandono della produzione elettrica dal nucleare in questo paese. In Italia la quota è invece solo del 12%. «Sono fermamente convinto che, soprattutto dopo la fine del programma nucleare, ci sia spazio per un deciso incremento di questa fonte», ha affermato l'amministratore delegato dell'Enel, Fulvio Conti, nel tracciare i nuovi scenari dell'economia italiana al "Festival di Repubblica" nel giugno 2012.

Il carbone, in passato era utilizzato anche per alimentare alcuni mezzi di trasporto, quali le locomotive, e ancora oggi viene ampiamente utilizzato per il riscaldamento degli edifici in alcuni paesi in via di sviluppo (es. Cina ed India).

Dal carbone si può ottenere anche il carbone attivo usato in chimica, o carburanti liquidi: ma i suoi usi industriali principali sono la produzione di energia elettrica (termoelettrica) e la produzione dell'acciaio. Più nel dettaglio, si stima che l'impiego del carbone nel settore termoelettrico sia pari al 63% dei consumi primari mondiali (le fonti primarie sono quelle fonti naturali pronte, o quasi, per l'uso: le fossili e le rinnovabili; l'elettricità, invece, va prodotta perché non si trova già disponibile, contrariamente a quanto

accade per il petrolio, il gas, il carbone, il calore del sole, il vento e l'acqua). Gli altri principali impieghi del carbone sono da attribuire, come ricordato, al settore metallurgico (acciaio, ma anche ferro): una quota di circa il 21%. L'1,3% è utilizzato nella chimica.

Esistono molte varietà di carbone, così denominate a seconda della sua anzianità fossile. Ma commercialmente, si usa dividerlo in due grandi insiemi, sulla base dei menzionati usi industriali: “*steam coal*” (carbone da vapore, principalmente per la produzione elettrica) e “*coking coal*” (carbone siderurgico, per la produzione dell'acciaio, negli altiforni).

Semplificando, potremmo dire che tutti i vari tipi di carbone sono formati da rocce sedimentarie fossilizzate. Sono costituiti dai resti degli accumuli vegetali, modificati dalle pressioni e dalle temperature che si trovano in profondità nella crosta terrestre, anche se sono numerose le estrazioni di carbone da miniere “di superficie” in numerosi paesi del mondo (es. Indonesia, Cina, Colombia, Australia, ecc.), dove il carbone viene estratto con grandi scavatori e pale meccaniche, dopo aver rimosso lo strato superficiale di terreno che lo ricopriva. Come nel caso del petrolio, dove la degradazione è stata assistita da funghi e batteri, anche il carbone nasce attraverso una progressiva eliminazione di

componenti come idrogeno, ossigeno ed acqua e la trasformazione dai resti vegetali originari con un conseguente arricchimento indiretto del contenuto in carbonio (da cui evidentemente deriva il nome), che il mondo vegetale ha assorbito per la sua crescita con la fotosintesi clorofilliana e grazie alla CO_2 presente nell'aria. Uno degli elementi che contraddistinguono i diversi tipi di carbone è appunto la diversa percentuale di carbonio presente.

All'origine della formazione dei giacimenti di carbone ci sono quindi le sconfinite e immense foreste che coprivano nella preistoria tutta numerose e vaste aree della crosta terrestre. I sommovimenti che si sono determinati nelle epoche passate, hanno comportato che tale vegetazione fosse ricoperta da terreno che ne ha favorito nel corso dei millenni la fossilizzazione, con la costituzione di formazioni carbonifere che si trovano a diversi livelli, anche molto superficiali, della crosta terrestre. Le zone più favorevoli per la formazione di depositi organici vegetali sono state le pianure costiere, le lagune, gli acquitrini delle alte latitudini, come in Russia, Canada, Nord Europa, dove il clima freddo ne ha rallentato la decomposizione, ma anche per altri motivi le regioni caldo-umide dove il clima ha favorito, sempre in ere geologiche remotissime, la crescita di vegetali. Quando questi accumuli vengono sepolti, inizia la fase di formazione del carbone che

inizialmente sarà un fitto intreccio di resti vegetali, chiamato torba, nel quale le condizioni anaerobiche dell'ambiente impediscono l'ossidazione e la decomposizione batterica.

In alcuni casi il carbone deriva dal sapropel, cioè una fanghiglia originata da depositi di organismi planctonici, materiali argillosi e resti di piante superiori, che si è accumulata milioni di anni fa in acque stagnanti come nel Mare Nero. Anche in questo caso c'è (in misura del 10%) materia organica. Dalle osservazioni paleontologiche, stratigrafiche e sedimentarie si è concluso che il carbone si sia formato prevalentemente a partire da piante cresciute in ecosistemi paludosi. Quando queste piante morirono, la loro biomassa si depositò in ambienti subacquei anaerobici, nei quali il basso livello di ossigeno presente prevenne il loro decadimento, impedì l'ossidazione, la decomposizione e il rilascio di biossido di carbonio. La nascita e la morte di generazioni successive di piante formarono spessi depositi di materia organica lignea non ossidata, in seguito ricoperti da sedimenti e compattati in depositi carbonacei come torba, lignite o antracite. Indizi sul tipo di piante che hanno originato un deposito possono essere rintracciati nelle rocce scistose o nell'arenaria che lo ricopre o, con tecniche particolari, nel carbone stesso.

L'era geologica durante la quale si formò la maggior parte dei depositi di carbone, attualmente conosciuti nel mondo è il Carbonifero (fra i 280 e i 345 milioni di anni fa), l'era che vide l'esplosione della vita vegetale sulla terraferma e che ha preso il nome proprio per l'abbondanza di questi giacimenti, originatisi e rinvenibili entro formazioni geologiche appartenenti a questo periodo.

Con l'aumentare della profondità sotto la superficie terrestre, aumenta anche la temperatura e il materiale organico subisce una maturazione, cioè una eliminazione graduale dei componenti, aumentando sempre più la quantità di carbonio passando dalle torbe alle ligniti, fino alle antraciti (il carbone commerciale più anziano) dove il contenuto di carbonio varia tra l'86% e il 98%: per il potere calorifico molto più alto, le antraciti sono il tipo di carbone più pregiato. Se il materiale subisce una ulteriore eliminazione delle particelle, diverrà litantrace (roccia nera e vetrificata che non ha usi commerciali) e, caso di carbonificazione ancora più estremo, grafite (neppure essa può essere utilizzata come combustibile ma ha altri importanti utilizzi come elettrodi, matite o gessetti, si può inoltre lavorare su base nanotecnologica per ottenerne il grafene che ha molti impieghi di alta tecnologia).

Il processo che porta dalla pianta vegetale alla formazione di antracite naturalmente è lunghissimo

e può richiedere diversi milioni di anni, se non centinaia di milioni per la sua attuazione. Nel caso che movimenti tettonici riportino il materiale in superficie il processo di maturazione del carbone si arresta immediatamente e il materiale inizia a degradarsi. Questo rappresenta infatti un problema nelle cave a cielo aperto o in miniere a bassa profondità.

La relazione fra la distribuzione dei vari tipi di carbone e le età delle rocce che lo contengono è molto regolare. Lo stadio di lignite si ritrova infatti sempre in depositi di età Cenozoica, mentre le antraciti si trovano in terreni del Paleozoico. Questa distribuzione è ovviamente in relazione al tempo necessario perché le varie fasi di maturazione si completino. Si è notato anche una correlazione molto interessante fra sito logico e gli EOA, cioè eventi anossici (diminuzione dell'ossigeno).

Si incontrano tre distinti e ben definiti intervalli temporali: Barremiano-Aptiano (da 120 a 110 milioni di anni fa), Cenomiano-Turoniano (da 97 a 90 milioni di anni fa) e Coniaciano-Santoniano (86 a 83 milioni di anni fa) in cui si ritrovano sedimenti neri e bituminosi ricchi di materia organica, chiamati black shale. Secondo recenti ricerche, questi intervalli individuano degli eventi durante i quali le acque dei mari erano impoverite di ossigeno con un

conseguente arricchimento nella deposizione di materia organica; questi eventi sarebbero anche in relazione con i grandi eventi di “trasgressione” marina come gli tsunami. Un innalzamento del mare infatti provocherebbe l'invasione delle pianure da parte dell'acqua e quindi un aumento di materiale organico disponibile, e la conseguente consunzione batterica favorirebbe lo sviluppo di acque poco ossigenate.

In quest'ottica si capisce che la distribuzione di questo materiale è avvenuta in quei grandi bacini dove l'età delle rocce è molto antica e che adesso sono emersi, come in Australia o in Indonesia, che un tempo doveva essere molto ricca di vegetali e quindi ora hanno grossi depositi di carbone o in misura minore petrolio nel sottosuolo.

In Italia storicamente è stata piuttosto limitata la produzione di carbone dal sottosuolo. Nel nostro Paese si trovano soprattutto modesti giacimenti di lignite e apparentemente la causa va ricercata nella giovane età delle nostre rocce e delle continue sollecitazioni tettoniche che avvengono nella zona mediterranea, posta tra la “zolla” Euroasiatica e quella Africana e proprio per questo soggetta a così frequenti terremoti.

È la Sardegna, con la zona del Sulcis, ad avere il primato italiano dei giacimenti di carbone. La loro scoperta si deve probabilmente, poco dopo il 1850, al

mercante genovese Ubaldo Millo, recatosi nell'isola in cerca di nuove opportunità per i suoi affari. Fu lui il primo a rendersi conto dell'importanza della zona, praticamente spopolata, denominata Bacu Abis. Pur non particolarmente pregiata, la lignite era pur sempre un'ottima opportunità per un paese povero e assetato di risorse. E così Millo, con un socio genovese, Montani, subodorò un buon affare e fondò la società Tirso Po, che estese le sue attività alle miniere di Bacu Abis, Funtanamara e Terras de Collu. All'inizio si trattò di uno sfruttamento a cielo aperto, soltanto verso il 1906 si cominciarono a scavare i pozzi sotterranei.

Col fascismo venne costituita, nel 1935, l'A.C.A.I., Azienda Carboni Italiana, nella quale confluirono tutte le aziende carbonifere italiane, in primis la Società Mineraria Carbonifera Sarda, erede dell'impresa dei due soci genovesi. L'economia autarchica diede impulso alla produzione di carbone: le miniere del Sulcis entrarono in una nuova fase di sviluppo. Nel 1938 fu fondata Carbonia, che raggiunse i 12 mila abitanti. E all'inizio del secondo conflitto mondiale la produzione di carbone superò il milione di tonnellate, con oltre 18 mila occupati nel settore minerario. Un primato che già nel 1943 si ridusse di portata. A quel punto le tonnellate prodotte erano scese a 300 mila.

Subito dopo il conflitto, le esigenze della ricostruzione permisero una ripresa delle attività della zona e già nel 1947 la produzione tornò a superare il milione di tonnellate. Carbonia contava allora 40 mila abitanti. Fu però una gloria di breve durata. Carbonia fu condizionata intanto dall'esaurirsi delle risorse del sottosuolo, e poi dalla concorrenza. Nell'aprile del 1951 nacque, su impulso francese, la C.E.C.A., la Comunità Europea del Carbone e dell'Acciaio, primo albore di tutta la costruzione europea. La libera circolazione internazionale delle merci e delle risorse decretò il crollo della competitività delle miniere sarde, fin quando dopo la pubblicizzazione del 1963 il nuovo ente statale ENEL rilevò le attività della Carbosarda, la società che gestiva le attività di estrazione nell'isola. Ancora qualche tentativo, ma con scarsa convinzione, a causa della qualità di quel carbone, che ha un elevato contenuto di zolfo, ma anche perché cominciava a farsi viva la possibilità di ricorrere piuttosto all'energia "inesauribile" di fonte nucleare.

Ancora qualche anno e subentrò, a testimoniare una vicenda piuttosto tormentata, l'Ente Minerario Sardo (nato nel 1968) controllato dalla Regione Sardegna, che però vista la difficoltà di recuperare economicità produttiva, lo sciolse infine nel 1998 per avviare progetti di riconversione delle aree interessate.

In tutta Europa, in effetti, la produzione del carbone ha subito una grave crisi negli ultimi decenni, specie in quei paesi nei quali era un'industria fiorente, a partire dalla Gran Bretagna (si pensi alle violente proteste dei minatori contro la Thatcher, negli anni '80) o anche in Francia (Lorena), in Germania (Ruhr), in Belgio e in Spagna. Però, l'estrazione è sostanzialmente stata dismessa dalle miniere di profondità (essendo troppo costosa questa attività in Europa), ma è proseguita dalle miniere di superficie, da dove la Germania continua regolarmente ad estrarre circa 180-200 milioni di tonnellate anno di lignite che, unitamente ad altro carbone di importazione (perché più economico) alimentano poi numerosi centrali termoelettriche tedesche. Peraltro, anche recentissimamente, la Germania ha deciso di ulteriormente incrementare la propria produzione elettrica da carbone, come conseguenza della scelta del Governo tedesco della cancelliera Merkel di rinunciare al nucleare dopo lo tsunami che ha colpito Fukushima in Giappone. Otto centrali termonucleari sono state spente e le altre 9 sono previste interrompere la loro produzione elettrica entro il 2022, cioè fra 10 anni.

Le cause della diminuita estrazione sono imputabili alla perdita di competitività del fossile estratto in Europa, a causa dei minori costi del carbone di importazione (da paesi come Sudafrica, Russia,

Australia, Indonesia, Colombia) che hanno decretato, se non la fine, almeno il drastico taglio del carbone prodotto nel Vecchio Continente. Nel contempo, è emersa la crescente presenza di fonti dotate di maggiore appeal economico e culturale: dal nucleare alle rinnovabili. Basti pensare che nel giro di tre decenni, su scala continentale, si è passati dai quasi 2 milioni di occupati nel settore carbonifero (anni '70) a meno di 100 mila. Così Olanda e Belgio hanno smesso di estrarre carbone (già la lontanissima tragedia di Marcinelle, Belgio 1956, avviò il processo, con i suoi 262 morti, oltre la metà italiani), e anche Francia e Spagna, oltre ai già citati casi di Germania e Gran Bretagna, hanno assai limitato le attività minerarie nel Vecchio Continente.

Come abbiamo visto per il petrolio, anche il carbone è una fonte di energia non rinnovabile, ma i depositi di questo materiale sono molto superiori a quelli di petrolio e si stima che fino ad ora si sia sfruttato solo il 10% delle riserve accertate. Il carbone, negli ultimi due secoli è sempre stato popolare, diffuso, utilizzato su larghissima scala in ogni paese. Ha avuto un minimo di debacle solo negli anni '50-'80 quando è stato soppiantato, in alcuni paesi, come fonte energetica primaria dal petrolio e dal nucleare, in settori quali la generazione elettrica (es. in Italia con l'uso di olio combustibile ed in Francia, Belgio e Gran Bretagna dal nucleare) o anche i trasporti

(ferroviari e marittimi). Ma è stato un evento di relativo breve respiro: già nell'autunno 1973 l'embargo decretato dai paesi arabi produttori riuniti nell'Opec contro l'occidente (motivato con una fornitura segreta di armi americane ad Israele durante la guerra del Kippur contro l'Egitto) fece quadruplicare nel giro di pochissime settimane il prezzo del greggio, da 3 a 12 dollari per barile. Quella fu una rivoluzione epocale: l'iniziativa dello sceicco Zaki Yamani, potentissimo ministro del petrolio saudita nonché presidente dell'Opec, rivelò al mondo intero quanto fosse vulnerabile di fronte alla sua prima fonte di energia, il petrolio.

Chi scrive queste righe l'ha incontrato lo sceicco, negli anni '90 a Londra, dove viveva la sua tranquilla pensione facendo il presidente di una società di consulenza energetica. Aveva ormai ottant'anni e gli occhi profondi nei quali si intravede la storia, che lui non solo ha vissuto ma ha materialmente plasmato. Ebbene, proprio lo sceicco Yamani, il signore del petrolio, ci disse una frase emblematica: «Le necessità industriali e sociali del mondo sono diventate troppo grandi perché ci si possa affidare solo ad una fonte energetica».

Una formula, a dire il vero, che in tutto il mondo era già stata ampiamente recepita. Oltretutto, la trasformazione del petrolio in un'arma politica (dopo l'embargo del '73 ci fu la rivoluzione iraniana del

1979 che fece raddoppiare da 20 a 40 dollari il greggio anche lì in pochissime settimane) ha coinciso con un altro sviluppo decisivo: la ricerca scientifica, che ha affrontato con decisione il tema della “resa energetica” del carbone, e parallelamente della sua compatibilità ambientale, visto che dagli anni '80 in poi è maturata una diffusa coscienza ecologica. Così, nel corso di questi decenni il carbone è diventato più pulito, più efficiente, più sicuro. E ha potuto usufruire appieno del vantaggio che ha sempre avuto: è estratto in tutto il pianeta, con una forte concentrazione in aree a garantita stabilità politica, dall'Australia agli Stati Uniti e ora anche al Sudafrica, all'Indonesia, alla Colombia ed alla Russia e non è concentrato in Paesi fortemente esposti a venti, per usare un eufemismo, di pericolo e instabilità come il petrolio e anche del suo “cugino”, il gas naturale.

Insomma, la riscoperta del carbone ha coinciso con gli avanzamenti tecnologici “antiquinanti”, oltre che con le sempre più imprevedibili e volatili quotazioni del petrolio. C'è di più: anche la produzione stessa del carbone, ovvero l'estrazione e il trasporto fino all'utilizzo, era accusata di essere ecologicamente intollerabile, e anche in questo caso sono stati fatti colossali passi avanti.

Il carbone a più ampia scala di utilizzo è il cosiddetto “carbone da vapore”, o “steam coal”, bruciato per

produrre elettricità (il “coking coal” o “carbone metallurgico” è invece quello usato per produrre l'acciaio). Un utilizzo assolutamente centrale nelle civiltà moderne: l'elettricità è la madre di tutte le energie, istantaneamente convertibile in luce, movimento, calore, elettronica e mille altre fattispecie. L'elettificazione migliora le efficienze nel consumo primario di energia delle popolazioni, è anche utilizzabile per usi apparentemente alternativi: i forni che oggi forniscono le vetrerie non sono più per la maggior parte a carbone, ma elettrici. Solo che per produrre l'elettricità al miglior rapporto prezzo/rendimento si usa sempre il carbone.

Se lo si analizza anche sotto altri aspetti e senza l'abituale e superficiale pregiudizio, il carbone è fondamentale anche per la tutela ambientale, e della salute delle persone.

E' stato calcolato che in società in cui il consumo di elettricità pro capite si aggira sui 350 kWh all'anno, come avviene nella maggior parte dei paesi in via di sviluppo, l'accesso a dignitose condizioni di igiene – dalla possibilità di avere accesso all'acqua potabile a quella di usufruire di servizi igienici degni della dignità della persona - non supera il 38% della popolazione. Vi è poi ancora un'ampia fetta della popolazione mondiale (circa 1,6 miliardi di nostri simili) che non dispone ancora dell'elettricità. Viceversa, laddove il consumo di energia elettrica

supera i 4000 kWh, come nell'occidente industrializzato (tutta l'Europa, Stati Uniti, Giappone) questa possibilità, cruciale per gli standard di vita, arriva tranquillamente al 100%. L'elettricità quindi è fondamentale, e in tutto il pianeta la maggior parte dell'elettricità (41%) è prodotta dalla combustione del carbone.

Alla luce di tutto questo, il carbone non ha mai perso un ruolo centrale. "Brutto", si potrebbe dire a mo' di battuta (ma solo perché il suo colore è nero), ma utilissimo. In termini più economici: "sporco" (se lasciato a sé stesso, ovvero senza le moderne tecnologie pulite, è molto inquinante), ma poco costoso e molto diffuso sul globo. Oggi si stima che nel mondo, distribuite e macchie di leopardo attraverso tutti i cinque continenti, esistano oltre 900 miliardi di tonnellate di riserve: suddivise tra antracite e carbone bituminoso (53%) e carbone sub-bituminoso e lignite (47%). Ogni anno si estraggono e commercializzano circa 6 miliardi di tonnellate di questo fossile: in prospettiva, dunque, il globo dispone di riserve per altri 150 anni. Inutile notare, tuttavia, che le riserve oggi conosciute sono solo una parte di quelle di fatto disponibili, e questo vale per tutti i combustibili fossili.

I paesi strategici quando parliamo di giacimenti (ma anche di consumi) di carbone sono Usa, Cina, India, Russia, Australia, Sudafrica. Detengono ed

estraggono circa l'80% del carbone disponibile (a livello di riserve: Usa 27%, Russia 17%, Cina 14%, India 10%, Australia 9%, Sudafrica 4%). I consumatori, in linea di massima, coincidono con i maggiori produttori: i sei Stati menzionati utilizzano, complessivamente, oltre l'80% del fossile. Troneggia tra questi la Cina, primo produttore e consumatore al mondo (40%), mentre l'Indonesia, ruolo non certo trascurabile, ha superato l'Australia ed è diventato il primo esportatore globale, forte di una produzione cresciuta a 327 milioni di tonnellate. Un altro dato significativo che dà la misura dell'intramontabile centralità del carbone è che negli Stati Uniti (dove si estrae oltre 1 miliardo di tonnellate all'anno di carbone) circa il 50% dell'elettricità proviene dal fossile (il 90% dei consumi carboniferi sono relativi al settore termoelettrico).

Soffermiamoci sui paesi che sembrano illustrare meglio queste implicazioni economiche. La Cina, innanzi tutto, che entro il 2035 costruirà – secondo il Coal Industry Advisory Board - nuove centrali a carbone fino a potenziare la propria capacità elettrica derivante da questa fonte da 500 a 1000 GW. Per avere un'idea di come il carbone sia strettamente legato all'industrializzazione cinese e alla crescita del suo Pil (il secondo al mondo, dopo il sorpasso del Giappone, lo scorso anno), si pensi che il consumo cinese di carbone è cresciuto dai 604 milioni di

tonnellate del 1980 agli oltre 2,8 miliardi di tonnellate del 2008. Dal 1990 al 2008 la produzione elettrica cinese è così aumentata di cinque volte: il 65% di questo incremento si deve al carbone. Una parte considerevole del fossile che sarà utilizzato nei prossimi anni verrà dalle nuove miniere della provincia dello Xinjiang, una regione da cui è prevista, con l'orizzonte del 2020, l'estrazione di più di un miliardo di ulteriori tonnellate di carbone. Un'idea del successo del carbone, legato alla sua disponibilità locale, la fornisce la comparazione dei prezzi: ogni MWh di elettricità prodotta da questa fonte (impianti cosiddetti "super-critici", in riferimento alla pressione di 250 bar e alla temperatura di quasi 600° a cui lavorano, ovvero ad alto rendimento) costa in Cina 33 dollari USA, rispetto ai 50 dell'idroelettrico, ai 53 del nucleare e ai 71 dell'eolico. Impossibile compararlo al solare fotovoltaico.

C'è poi l'India, l'altra grande locomotiva asiatica: non a caso, si tratta a tutti gli effetti di una locomotiva a carbone. Il 65% dell'elettricità indiana proviene da questa fonte fossile. Eppure, va notato, il 40% della popolazione del subcontinente manca ancora di elettricità: un record mondiale, che rende conto dell'importanza che giocherà nei prossimi anni il processo, generativo e infrastrutturale dell'elettricità. Processo che, certamente, non potrà fare a meno del

ruolo leader del carbone, pur nell'ottica di un equilibrato "mix" energetico.

Ma è il Sudafrica ad avere il primato sulla quota spettante al carbone nella produzione dell'elettricità consumata nel paese: oltre il 90%. E per approvvigionare le regioni centro-africane, piagate dal cronico deficit elettrico, la principale utility sudafricana, Eskom, ha intrapreso lo sviluppo della "Medupi Power Station", una centrale a carbone nella provincia di Limpopo, con una capacità installata in un solo sito di 4800 MW. Un secondo impianto, della stessa potenza, è previsto entro il 2014: i 9600 nuovi MW così disponibili rappresentano il 20% della capacità attualmente installata nel paese. Non è quindi una forzatura dialettica se affermiamo che, indubitabilmente, il carbone è stato ed ancora è il volano dello sviluppo economico e del benessere, nel mondo.

CAPITOLO 2

I DIVERSI TIPI DI CARBONE

Se industrialmente il carbone si distingue in “steam coal” (“carbone da vapore”), usato per produrre elettricità e “coking coal” (carbone da coke), usato per produrre acciaio, dal punto di vista geologico la classificazione è più complessa. Vediamola per grandi linee.

Torba. E' la primaria e più “giovane” forma di carbon fossile, in quanto deriva da piante erbacee che hanno subito però una trasformazione parziale. Ha un aspetto spugnoso o addirittura filamentoso e un colore bruno scuro. Si trova in giacimenti superficiali detti "torbiere", da cui viene estratta con delle grandi draghe. Contiene molta acqua e ha un alto contenuto di ceneri (cioè di sostanza minerale, residuo delle sostanze inorganiche contenute nei vegetali di origine). Viene usata soprattutto in agricoltura, per arricchire il suolo con sostanze ricche di humus. È leggera, spugnosa, con colorazione dal bruno chiaro al nerastro. Si è formata dalla decomposizione di vegetali in zone paludose con clima umido temperato o freddo, ma comunque non caldo (perché la velocità di evaporazione dell'acqua e la decomposizione veloce e totale non consentirebbero la formazione di torba ad alte temperature; alcune di

queste zone sono la Terra del Fuoco, le Falkland, l'Islanda, la Germania, l'Olanda, l'Austria, ma anche in altri Continenti: Asia, India, Australia). Anche in Italia ci sono giacimenti di torba: sulle Alpi, in particolare colle del Moncenisio, passo del San Gottardo, colle del Piccolo San Bernardo, nelle valli del Brenta, del Piave, ad Alice Superiore presso Ivrea, a Iseo, Varese, Verona, Udine; alle foci di fiumi come Po, Adige, Arno, Tevere, esse ammontano a circa 36 milioni di tonnellate. Appena estratta, la percentuale di acqua nella torba è piuttosto alta, circa 70-80%; essa può scendere per essiccamento all'aria per alcuni giorni fino a circa il 50%, lasciandola asciugare per settimane si arriva al massimo al 30%. Ottenerla artificialmente non è conveniente perché si consumano più di 4850 kcal/kg per produrre torba secca, ottenendo un prodotto con potere calorifero non superiore a 5000 kcal/kg. È poco usata come combustibile, se non in loco in alcune aree povere o Paesi sottosviluppati; il principale utilizzo è come fertilizzante (si impregna facilmente con i concimi).

Lignite. Ha un contenuto di carbonio di circa 60-70% e un potere calorifico di 4000-5200 kcal/kg; la sua formazione risale a circa 80 milioni di anni fa. Questo carbone presenta ancora la struttura del legno da cui ha avuto origine. I giacimenti si trovano prevalentemente in superficie e pertanto viene estratto in miniere a cielo aperto. Non è ancora un ottimo combustibile, causa il suo relativamente basso potere calorifico e l'alto contenuto in acqua, e quindi

economicamente poco costosa e prevalentemente utilizzata in prossimità del luogo di estrazione; viene normalmente impiegata per alimentare centrali elettriche o per produrre gas, ammoniaca, petrolio sintetico. La lignite è un carbone fossile di formazione relativamente recente, originatosi da foreste del secondario e del terziario. È un sedimento fossile, organico e combustibile; si presenta con colore da bruno a nero e pertanto viene anche chiamato anche “carbone marrone”. La lignite possiede un'umidità relativa piuttosto elevata, mediamente superiore al 20% (ma può facilmente superare anche il 45%) e la sua carbonificazione non è mai del tutto completa, ciò ne fa un combustibile di limitato pregio. Ha un potere calorifico superiore relativamente basso e normalmente dell'ordine di circa 22 MJ/kg (5.200 kcal/kg). Questo combustibile è stato ampiamente utilizzato in tutta Italia fino agli anni cinquanta e sessanta, soprattutto per la produzione dell'energia elettrica necessaria alla nascente industria italiana. È difficile da immagazzinare e trasportare perché presenta un forte rischio di auto-combustione, e all'aria aperta tende a polverizzarsi. Il calore generato dalla lignite varia fra i 9 e i 17 milioni di Btu/ton (da 10 a 20 MJ/kg), per materiale umido e privo di componenti minerali.

Le ligniti sono di tre tipi:

- 1) lignite picea, con tenore di umidità compreso tra 20 e 25% e tenore in ceneri da 9 a 13%;
- 2) lignite xiloide, con tenore di umidità da 40 a 70% e tenore in ceneri da 2 a 6%; in taluni giacimenti tale

tenore può raggiungere il 13%. Tipica di questo tipo di lignite è la coltivazione a giorno;

3) lignite torbosa, con alto tenore di umidità e basso potere calorifico.

Litantrace. E' il carbone fossile inteso nel senso vero e proprio del termine. Ha un contenuto di carbonio tra il 75% e il 90% e un potere calorifico di 7000-8500 kcal/kg; la sua formazione risale a circa 250 milioni di anni fa e si trova in strati compressi tra rocce di composizione diversa. È il carbone più diffuso in natura e il più utilizzato a livello industriale e per la produzione di energia elettrica. Da esso si ottiene anche un carbone artificiale compatto e resistente (coke) impiegato negli altiforni. Duro e compatto, presenta in genere una percentuale molto bassa di umidità dell'ordine del 5% con un tenore di ceneri abbastanza limitato, che di solito è del 3-7% e solo raramente raggiunge valori più elevati. Aumentando il tempo di fossilizzazione, diminuisce la quantità di acqua: questo è un aspetto molto importante perché la presenza di acqua fa aumentare i costi di trasporto e diminuire il rendimento economico del carbone. Si classificano alcune categorie di litantrace in base alle proprietà: litantraci a lunga fiamma, litantraci a corta fiamma (meno del 25% di potere cokificante), litantraci grasse (coke compatto e coerente e con elevato potere cokificante), litantraci magre (coke pulverulento e incoerente e con basso potere cokificante).

Litantrace sub-bituminoso. Le proprietà di questo materiale sono intermedie fra quelle della lignite e del litantrace bituminoso. Viene utilizzato prevalentemente come combustibile nelle centrali elettriche. L'aspetto può variare a seconda del livello al quale si trova nel terreno e dal quale viene estratto: cedevole al tatto, friabile, marrone scuro o nerastro negli strati inferiori, oppure più chiaro, legnoso e relativamente duro negli strati superiori. Il litantrace sub-bituminoso può contenere umidità dal 12 al 20% del suo peso. Il calore generato da questo materiale varia dai 21 ai 25 MJ/kg, partendo da materiale grezzo. La maggior produzione di litantrace sub-bituminoso degli Stati Uniti è localizzata nel bacino del Powder River, nello stato del Wyoming.

Litantrace bituminoso. Carbone denso, generalmente nero, a volte marrone scuro, spesso con strisce ben definite di materiale chiaro e friabile, usato principalmente nelle centrali elettriche, ma in quantità non trascurabili per riscaldamento, ma anche in altoforno per apportare il calore necessario al ciclo di produzione dell'acciaio. Produce fumo durante la combustione, e si decompone facilmente se esposto all'aria. Il litantrace bituminoso è il carbone più prodotto negli Stati Uniti. Il suo tasso di umidità è inferiore ed è adatto al trasporto via mare. Il suo potere calorifico superiore varia dai 25 ai 35 MJ/kg.

Antracite. È il carbone più vecchio ed antico; contiene una percentuale di carbonio pari al 90% ed

ha un potere calorifico di 8500 kcal/kg. Questo tipo di carbone risale a circa 400 milioni di anni fa. Ha colore nero e lucentezza metallica, dà una fiamma corta, con poco fumo, sviluppa moltissimo calore; essendo il carbone più antico è il più ricco di carbonio, ma viene utilizzato poco perché costoso, trovandosi normalmente a maggiore profondità e quindi più difficile l'estrazione. L'antracite è il carbone di qualità superiore, usato principalmente per altri processi industriali. È duro, fragile e nero lucido, contiene un'alta percentuale di carbonio con una bassa percentuale di materia volatile ed inorganica minerale. L'umidità contenuta nell'antracite appena estratta è in genere inferiore al 5%. Il potere calorifico specifico dell'antracite pura varia da 26 a 33 MJ/kg. A partire dal 1980, gli scarti e i detriti di antracite vengono comunque usati per la generazione di energia elettrica.

Coke. E' il prodotto generato dal “coking coal”, usato per produrre acciaio, anche detto carbone non fossile, per eccellenza. E' un residuo solido carbonioso di litantrace bituminoso con bassi livelli di cenere e di solfuri, dal quale le componenti volatili siano state estratte attraverso la cottura in forno alla temperatura di 1000 °C e in assenza di ossigeno. Questo procedimento permette di fondere il carbonio fisso con le ceneri. È grigio, duro e poroso, e ha potere calorifico dell'ordine di 29.6 MJ/kg. I sottoprodotti della conversione del carbone in coke sono catrame o pece, ammoniacale, oli leggeri e "gas di cokeria". Il coke è utilizzato come

combustibile e come agente riducente nei forni fusori del minerale di ferro (altoforni). E' ottenuto anche dai processi di raffinazione del petrolio in impianti cosiddetti con tecnologia a "coking". La cokeria è composta da forni costituiti da una serie di celle rivestite internamente di mattoni refrattari silicei o silico-alluminosi, disposte l'una di fianco all'altra in batteria. Le celle hanno una forma stretta e allungata; sono larghe grosso modo 0,40/0,60 m, alte 4/6 m e profonde 10/16 metri. Nell'altoforno funge da combustibile e porta alla temperatura necessaria per far avvenire le diverse reazioni chimiche, favorendo quindi la riduzione dei minerali di ferro ed effettua la carburazione del ferro.

CAPITOLO 3

IL MERCATO MONDIALE DEL CARBONE

E' interessante considerare come negli ultimi anni, così difficili economicamente per tutto il mondo industrializzato, il consumo mondiale di petrolio sia continuato a scendere dello 0,9-1% l'anno, quello del gas naturale sia cresciuto in maniera limitatissima (appena lo 0,3% in media dal 2006 ad oggi), mentre il consumo di carbone continuava ad aumentare fino ad una media pari all'1,5%. Questo peraltro sembra abbastanza logico se si considera l'ampia disponibilità di tale fonte in molti paesi del continente asiatico a forte crescita economica, in primis la Cina; e poi la volatilità e gli alti prezzi del petrolio; le incertezze del nucleare; infine i progressi della tecnica per ridurre drasticamente le emissioni degli ossidi di zolfo e di azoto, nonché le polveri. Inoltre, grazie all'aumento dell'efficienza, con rendimenti che sono passati dal 34-36% al 45%, si riducono anche proporzionalmente le emissioni di CO₂ (gas serra). Nel solo 2010 la crescita della domanda mondiale di carbone non è stata lontana dal 10%, peraltro con forti differenze nelle varie aree del mondo, e nel 2011 e 2012 inferiore per la frenata (relativa, s'intende) di Cina e India, ma solo

leggermente. Nel 2011, secondo i dati elaborati da Assocarboni, la produzione mondiale di carbone è stata di 6,8 miliardi di tonnellate, con un aumento del 5% rispetto al 2010.

Quanto ai paesi industrializzati, il consumo di carbone nell'area OCSE nel suo complesso è più o meno stabile da diversi anni o in leggero declino, considerando un certo lieve calo in alcuni paesi OCSE dell'Unione europea. Mentre l'area OCSE-Nord America evidenzia un surplus di produzione sui consumi, che permette un apprezzabile livello di esportazione, la produzione di OCSE-Pacifico non è sufficiente a coprire i fabbisogni dell'area. In OCSE-Europa è largamente deficitaria. Nel suo complesso, l'area OCSE negli ultimi anni è ricorsa alle importazioni per circa un decimo dei propri fabbisogni. Nell'ultimo quinquennio la crescita dei consumi di carbone nei paesi ex URSS è risultata relativamente contenuta, come pure quella della produzione che ha comunque permesso un buon livello di esportazione, soprattutto di carbone russo.

Se sia i paesi OCSE sia i paesi ex URSS hanno subito gli effetti della crisi del 2008-2009, con un calo del consumo e della produzione di carbone, rispetto a queste due aree, costituite da paesi essenzialmente industrializzati, sono invece risultate estremamente dinamiche la domanda e l'offerta di carbone nell'area dei paesi in via di sviluppo, la cui crescita è stata appena scalfita dalla crisi economica e finanziaria. Non solo i consumi di carbone sono qui cresciuti a ritmi dell'ordine del 7% anche durante la crisi ma, in presenza di un calo della domanda nelle altre aree

mondiali, la produzione eccedente si è convertita in un surplus di offerta. Mentre il deficit di produzione nell'area OCSE diminuiva da 230 milioni di tonnellate nel 2007 a 90 milioni di tonnellate nel 2009, in questi altri paesi l'eccesso produttivo cresceva da 60 milioni di tonnellate a 170 milioni di tonnellate.

Negli ultimi anni il commercio internazionale del carbone ha fatto registrare significative modifiche nella composizione, e si è rimescolato il mix di import/export da parte dei principali paesi produttori. Così, nel periodo 2004-2010 l'incidenza del carbone australiano è aumentata dal 18% al 21% e ancora più forte è stata la crescita delle esportazioni indonesiane, che nello stesso periodo sono diventate il 22% delle esportazioni totali, mentre prima erano il 16%. Dall'Indonesia tra l'altro viene la maggior parte del carbone da vapore utilizzato in Italia.

In parallelo si è verificato un forte calo delle esportazioni cinesi, passate dal 14% a meno del 2% delle esportazioni lorde mondiali nel 2011, a cui si sono peraltro aggiunte importazioni da paesi come Australia e Indonesia che hanno fatto sì che il saldo (import-export) cinese risulti ora negativo e questo perché la Cina ha sempre maggiori esigenze di energia per alimentare il proprio sviluppo interno e fa quindi ampio ricorso alla fonte carbone per alimentare le proprie centrali elettriche.

Le esportazioni di carbone russo sono anch'esse leggermente diminuite di qualche punto percentuale. Ancora maggiore è stata la modifica dei flussi verso i

paesi importatori, soprattutto per la Cina, la cui incidenza sulle importazioni lorde mondiali è aumentata da meno dell'1% nel 2004 a quasi il 16% nel 2010-2011, e per il Giappone, in questo caso a seguito della crisi mondiale, dove è invece calata dal 27% al 15% nello stesso arco di tempo.

Il peso delle importazioni dell'Unione europea, dopo una significativa crescita fino a un massimo del 21% dell'interscambio globale nel 2006, è sceso repentinamente a meno del 13% nei successivi quattro anni. Va rilevato che la principale causa di queste significative modifiche è stata la difficoltà della Cina a stare al passo con la domanda interna, per problemi non certo di produzione e disponibilità della fonte sul proprio territorio, quanto di logistica dei trasporti. Le importazioni di carbone termico della Cina rappresentano, infatti, appena il 4% della produzione attuale. Con il progressivo abbandono di alcune piccole ed abusive miniere ed il declino di alcune miniere situate nel cuore della tipica produzione cinese nella provincia dello Shanxi, le nuove aree di estrazione intensiva si stanno spostando verso lo Xinjiang e altre zone interne attualmente mal collegate con i centri di grande consumo, prevalentemente costieri.

Il 12° Piano quinquennale cinese prevede il potenziamento dei collegamenti dalle nuove zone produttive, che entro il 2015 dovrebbero permettere lo spostamento su ferrovia di buona parte del miliardo di tonnellate attualmente trasportato via strada a elevati costi economici e ambientali. A partire dal 2009 è anche iniziata l'opera di

accentramento e ammodernamento della produzione di carbone nello stesso Shanxi, volta ad aumentare la produttività e la sicurezza di molte miniere, attualmente gestite in prevalenza da piccoli operatori locali. Pertanto, si può prevedere un'attenuazione della dinamica di importazione cinese, nonostante il continuo forte aumento del fabbisogno.

A trarre profitto dall'irruzione delle importazioni cinesi sul mercato internazionale è stato soprattutto il carbone indonesiano, il cui flusso verso la Cina anche in ragione della relativa vicinanza - è aumentato di oltre 30 volte dal 2004 e oggi costituisce il 45% delle importazioni totali di questo paese. Ne ha beneficiato anche il carbone di origine australiana, seppure in minore misura per via delle inondazioni seguite alle piogge torrenziali cadute sullo Stato del Queensland per tutto l'autunno 2010 che hanno penalizzato la produzione. Ma quasi tutti i grandi paesi produttori hanno visto un forte aumento delle loro esportazioni verso la Cina. La quadruplicazione in un triennio delle importazioni di carbone termico dalla Cina, passata da meno di 30 milioni di tonnellate nel 2008 a quasi 120 milioni di tonnellate nel 2010, è stata uno dei principali motivi alla base della tenuta del prezzo del carbone sui mercati internazionali in un periodo in cui il prezzo del greggio crollava a valori minimi. Successivamente, i prezzi si sono mantenuti elevati ed in alcuni periodi sono anche cresciuti, sostenuti dall'aumento del prezzo del greggio e, alla fine del 2010, dalle già ricordate alluvioni in Australia che

hanno causato la riduzione del 10% della produzione di questo fornitore chiave del mercato asiatico.

Il "Coal Medium Term Market Report 2011" dell'Agenzia internazionale per l'Energia conferma che nei prossimi cinque anni il consumo di carbone continuerà a salire, e azzarda anche una forte ulteriore ripresa della richiesta cinese e indiana. Unico freno potranno risultare le politiche statali di riduzione delle emissioni di CO₂, ma ad esse si contrapporrà - fino a compensare in eccesso - l'avanzamento delle tecnologie di combustione per ridurre queste emissioni e l'affermarsi di tecniche quali la "cattura" e lo stoccaggio in siti geologici dell'anidride carbonica. L'Aie stima in 600mila tonnellate al giorno la crescita della domanda mondiale, un ritmo sostenuto, anche se leggermente inferiore rispetto a quello registrato nel decennio 2000-2010, che era stato di 720mila tonnellate. Questo evidentemente perché l'Aie condivide quanto codificato dal Fondo Monetario, dall'Ocse e dalle altre principali istituzioni internazionali.

In conclusione, vediamo nel dettaglio paese per paese la situazione aggiornata del mercato mondiale del carbone, secondo le ultime stime di Assocarboni.

Indonesia: Nel 2011 è stato il maggior esportatore al mondo di carbone da vapore, con 270 milioni di tonnellate, ben 29 milioni in più del 2010. Il maggior acquirente è la Cina che assorbe il 28% delle vendite estere pari a 77 milioni di tonnellate. In India, invece, l'Indonesia ha spedito nel 2011 oltre 52 milioni di tonnellate, il 20% in più dell'anno prima.

Dall'Indonesia, come già ricordato, viene la maggior parte del carbone utilizzato in Italia.

Colombia: L'export 2011 ha raggiunto i 76 milioni di tonnellate, un netto aumento di quasi il 10% su quanto esportato l'anno precedente, ai quali si aggiungono 1,7 milioni di tonnellate di “coking coal” cioè di carbone destinato alla produzione di acciaio.

Sudafrica: Le esportazioni sono leggermente aumentate nel 2011, per la prima volta dopo quattro anni, fino a portarsi a 65,5 milioni di tonnellate.

Russia: L'export di Mosca è stato pari nel 2011 a 97 milioni di tonnellate, con un incremento dell'8% rispetto all'anno precedente.

Cina: Il paese ha consumato nel 2011 quasi 4 miliardi di tonnellate, oltre la metà di tutto il consumo globale, per la maggior parte di produzione interna e per quasi 182 milioni di tonnellate d'importazione (da Indonesia, Australia e Sudafrica).

Stati Uniti: La produzione nel 2011 si è mantenuta stabile sull'anno precedente, intorno al miliardo di tonnellate. Di queste, solo una minima parte sono state esportate: 33,6 milioni di tonnellate di carbone da vapore e 37 milioni di tonnellate di carbone metallurgico.

Giappone: Per quanto il 2011 sia stato l'anno della chiusura di Fukushima e dello spegnimento temporaneo di molti reattori nucleari, le

importazioni di carbone sono scese, causa la crisi, del 5% attestandosi a 175,2 milioni di tonnellate. Ma per gli anni successivi si prevede un deciso rafforzamento vista la forzata riconversione a carbone di buona parte della produzione elettrica finora affidata al nucleare.

Gran Bretagna: Le importazioni di “steam coal” hanno subito nel corso del 2011 un sensibile aumento del 30% fino a 26 milioni di tonnellate. Russia e Colombia sono stati fra i principali esportatori. Per quanto riguarda il “coking coal” c'è stata una flessione del 13% fino a 5,4 milioni di tonnellate, con Australia e Usa fra i maggiori fornitori.

Germania: Le importazioni sono rimaste stabili sui 41 milioni di tonnellate (a cui si aggiunge la produzione interna di lignite per circa 180 milioni di tonnellate anno). I principali fornitori sono Sudafrica, Usa, Colombia, Indonesia e Russia. Al momento la produzione di energia elettrica in Germania si attesta al 42%, ma tale quota è destinata a crescere di pari passo con la progressiva dismissione delle centrali nucleari, annunciato dal governo Merkel all'inizio del 2012. Delle 17 centrali nucleari in esercizio nel paese, 9 impianti non sono stati riaccesi e gli altri 8 sono previsti essere dismessi entro il 2022.

CAPITOLO 4

GAS SERRA NEL CICLO DI VITA DEI COMBUSTIBILI

Tra gli argomenti che meritano certa attenzione vi è la considerazione che la CO_2 è un gas fondamentale per la stessa vita sul pianeta, non velenoso, né esplosivo e che comunque non ha un effetto locale, perché le relative emissioni si trasferiscono nella troposfera. È quindi opportuno che tutte le emissioni di CO_2 derivanti dalle attività antropiche siano opportunamente monitorate e conteggiate, poiché sarebbe sicuramente fallace fare la "guerra" solo a una parte di queste: per esempio alle **emissioni "post-combustione"** (vale a dire quando si bruciano i combustibili per produrre l'energia che ci serve) derivanti dall'uso delle fonti fossili nei diversi e molteplici processi industriali che utilizzano i combustibili fossili per i loro processi produttivi, trascurando invece quelle che derivano dalle attività a monte ("**pre-combustione**"), vale a dire alle fasi di estrazione degli stessi combustibili dal sottosuolo.

Nel 2004, al fine di colmare un vuoto informativo nazionale ed internazionale sulle emissioni, un interessante studio è stato elaborato dai ricercatori della SSC (Stazione Sperimentale per i Combustibili – reperibile sul sito: www.ssc.it), prestigioso centro

di analisi, ricerca, consulenza e monitoraggio di San Donato Milanese. Allo scopo di fornire una primaria valutazione del **"Ciclo di Vita della CO₂" nel confronto tra carbone e metano** per la generazione elettrica, l'attenzione è stata focalizzata su quegli elementi che possono incidere in maniera significativa sul ciclo di vita complessivo e, di rimando, sulla "contabilizzazione" delle emissioni di gas serra previste dal Protocollo di Kyoto.

Le conclusioni emerse, hanno consentito di evidenziare come quando si sommano le "emissioni di CO₂ pre e post-combustione", venga significativamente ridotta la distanza tra quelle generate dal carbone rispetto alle emissioni generate dal gas naturale, seppure i valori utilizzati per tale valutazione siano stati molto conservativi e nella conversione tra molecola di metano (CH₄) e anidride carbonica (CO₂) siano stati utilizzati i fattori molto riduttivi suggeriti dall'organismo ONU-IPCC, vale a dire: 1 molecola di CH₄ = 21 molecole di CO₂, in un arco temporale di 100 anni.

Le emissioni di gas serra generate durante la fase di combustione (CO₂ in particolare) costituiscono la frazione più rilevante delle emissioni complessive. Il grado di affidabilità della stima di tali emissioni è relativamente buono, mentre alquanto più complessa risulta la valutazione delle emissioni nello stadio pre-combustione, poiché richiede informazioni dettagliate sui singoli sotto-step dell'articolato segmento up-stream dei combustibili fossili (estrazione, trattamenti, trasporto/distribuzione), in particolare per gli idrocarburi: petrolio e metano.

Proprio nel settore degli idrocarburi, i gas serra considerati “fastidiosi” ed indesiderati (prevalentemente CH_4 e CO_2), sono separati con particolari trattamenti effettuati in tale fase, dal flusso dei prodotti estratti dal sottosuolo e deliberatamente rilasciati in atmosfera. Queste tecniche vanno sotto la definizione di: “flaring”, che riguarda in particolare il gas metano (CH_4), associato alle estrazioni di petrolio, bruciato in torcia e di “venting” che invece si riferisce alle emissioni deliberatamente liberate in atmosfera di CO_2 (ma anche H_2S e NO_2), tutti gas naturalmente presenti nei giacimenti e separati dagli altri gas in fase di estrazione. In aggiunta a queste operazioni deliberate e volute, ci sono poi le emissioni dovute ad operazioni di routine, di interventi di manutenzione, e/o di eventi accidentali, che sono generalmente denominate “fugitive” emissions (in particolare di CH_4) che hanno una loro particolare incidenza e che normalmente sono ampiamente sotto stimate e spesso non dichiarate.

Venting e flaring costituiscono operazioni correnti nell'industria di produzione dei combustibili fossili (in particolare nel settore degli idrocarburi) e sono spesso inevitabili per motivi di sicurezza: tali interventi di “flaring” consentono infatti di contenere il rischio di incendi e di esplosioni. Quelle di “venting”, invece, sono solo dovute a questioni di opportunità, perché si vuole evitare di saturare le capacità delle condotte che trasportano poi il Metano con una componente (la CO_2) indesiderata a destino.

L'entità delle emissioni da flaring e venting, se pure inferiore rispetto alle emissioni da combustione del settore energetico e di altri macrosettori economici (trasporti, in particolare), non è trascurabile.

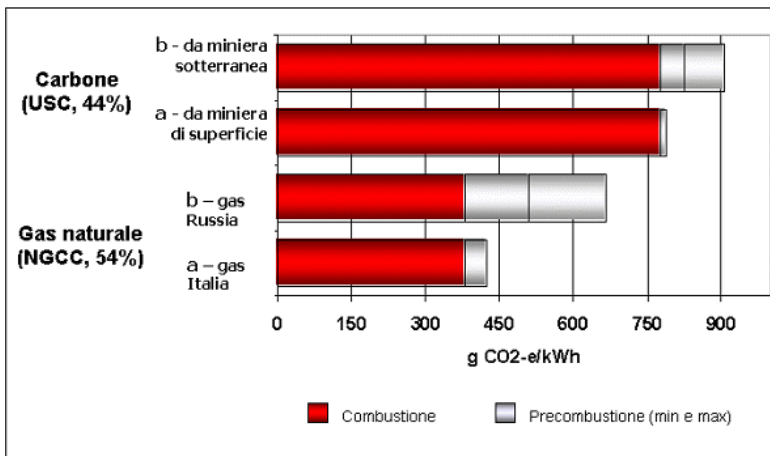
Secondo stime mondiali, le perdite per venting e flaring nella produzione europea dell'anno 2000 di gas naturale ammontano a circa 3 miliardi di m³ di metano (circa l'1% della produzione europea lorda) e corrispondono, in termini di emissioni di gas serra, a centinaia di milioni di tonnellate di CO₂ equivalenti, da confrontare con l'impegno globale di riduzione europeo di Kyoto al 2010 (340 milioni di tonnellate circa).

Dallo studio preliminare elaborato dalla SSC del 2004, se confrontiamo l'intero ciclo di vita di gas naturale e carbone impiegando le migliori tecnologie oggi disponibili per la produzione di elettricità, le emissioni complessive di gas serra ammonterebbero nel caso di utilizzo del gas naturale a circa 670 g CO₂-e/kWh (caso considerato peggiore: importazione dalla Russia, con percentuale di CO₂ nel gas da giacimento del 20%) e a circa 910 g CO₂-e/kWh per il carbone (caso peggiore: estrazione da miniera underground), con un rapporto tra le emissioni di gas serra di 1:1,3.

E' evidente che, rispetto al caso del gas naturale estratto e impiegato in Italia, il gas di importazione può comportare un marcato incremento in termini di gas serra.

Il range di variabilità delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita, per elettricità netta prodotta, risulta

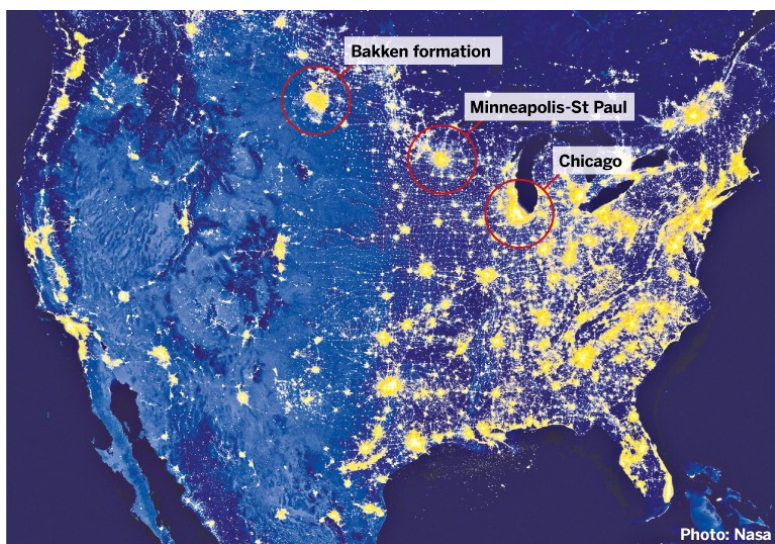
rappresentato nella figura in calce, dove per il gas naturale è stato considerato un impianto NGCC (rendimento del 54%) e per il carbone un impianto USC (rendimento del 44%). Nei due casi, oltre alle emissioni da combustione, sono riportate le emissioni pre-combustione: nel caso del gas naturale, il grafico (a) si riferisce al gas estratto e impiegato in Italia; il grafico (b) evidenzia il caso limite del gas russo (per il quale il valore massimo del segmento pre-combustione tiene conto di un contenuto del 20% di CO₂ nel giacimento (valore che talvolta appare anche riduttivo)). Per il carbone, il grafico (a) riporta le emissioni pre-combustione del combustibile estratto da miniera di superficie e il (b) quelle del carbone estratto da miniera sotterranea (minimo e massimo).



Come abbiamo detto sopra, in aggiunta a queste emissioni di “venting” vi sono poi le emissioni

“fugitive” (in particolare di CH_4) che sono spesso sotto stimate e raramente considerate e registrate. Al riguardo è altresì utile fare un riferimento alle importanti scoperte dell'estrazione dello “Shale-Gas” (il cosiddetto gas non-convenzionale), che negli ultimi anni, in particolare negli USA, ha significativamente modificato la situazione in termini di disponibilità e riserve del Metano in quel Paese.

Ebbene, l'estrazione di tale gas naturale comporta significative emissioni “fugitive” di CH_4 che uno Studio elaborato nel 2011 dalla Cornell University – Ithaca (USA) dal titolo: “Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations” (visitabile dal sito: <http://www.eeb.cornell.edu/howarth/CCSP%20letter%20on%20energy%20&%20environment.pdf>) conteggia e valuta come molto rilevanti e tali da sensibilmente modificare il credo comune che utilizzare il Metano per la produzione elettrica in sostituzione del Carbone, comporti minori emissioni di GHG in atmosfera. Secondo questo studio, “l'impronta” ecologica dello Shale-Gas è maggiore di quella del gas o del petrolio convenzionale su qualsiasi orizzonte temporale: 20 o 100 anni. Quando lo si compari col carbone, “l'impronta” dello shale-gas è almeno del 20% maggiore o forse più del doppio nell'arco temporale dei 20 anni ed invece analogo se si considera un periodo di 100 anni.



CAPITOLO 5

IL CARBONE PULITO

Nessun'altra fonte di energia, con le tecnologie attualmente disponibili, è in grado di sostenere lo sviluppo previsto per il futuro come il carbone. E quanto alla potenza installata, la Peabody (la più grande compagnia mineraria del settore negli USA), ha fatto un'esercitazione: se si volesse sostituire con altre fonti tutta la potenza installata proveniente dalla fonte carbonifera, oggi servirebbero impianti ad energia solare pari a 1800 volte tutti quelli attualmente in esercizio, o in alternativa 2 milioni e mezzo di turbine eoliche, o ancora 1150 nuovi impianti nucleari, oppure impianti a gas metano in grado di bruciare ogni anno una quantità di questo idrocarburo pari a tre volte la produzione complessiva russa, o infine se si volesse utilizzare la fonte idroelettrica bisognerebbe costruire 2250 grandi dighe in tutto il mondo. Come si vede, non è pensabile oggi sostituire la fonte carbone. La stessa Peabody ha realizzato poi un altro calcolo, valutando l'impatto decisivo che ha avuto il carbone nel clamoroso e irripetibile sviluppo cinese: l'energia derivante dal carbone è cresciuta in Cina del 475% dal 1990 ad oggi, anni in cui la crescita composta del Pil è stata del 375%. Insomma, il carbone ha avuto un ruolo fondamentale e assolutamente insostituibile

nel prepotente sviluppo cinese, ed è stato solo grazie al carbone se oggi nel Paese si produce oltre il 50% dell'acciaio mondiale, il 50% del cemento globale, il 28% di tutto l'alluminio prodotto sul pianeta.

E se in passato qualcosa si è sacrificato in nome dello sviluppo economico, anche in Cina ormai da molti anni ha preso piede un utilizzo molto più moderno ed efficiente del carbone, secondo criteri ecologicamente corretti. Se vogliamo prendere in considerazione il mondo nel suo complesso, rileviamo – ed è una considerazione abbastanza sorprendente – che il carbone, soprattutto il “nuovo” carbone ecosostenibile (cioè le nuove e moderne tecnologie di combustione che consentono di bruciare questo combustibile con un impatto ambientale significativamente ridotto e comparabile a quello che si ottiene con gli altri moderni impianti alimentati con gli idrocarburi: gas metano ed olio combustibile), è stato la fonte che ha conosciuto di gran lunga il maggiore sviluppo: dall'inizio del 21° secolo, il carbone ha dominato il quadro globale della domanda di energia, rappresentando da solo il 45% della crescita della domanda di energia primaria nel periodo 2001-2011.

Secondo le ultime stime IEA (Agenzia Internazionale dell'Energia), riportate nell'edizione 2012 del World Energy Outlook, negli ultimi dieci anni, la domanda mondiale di carbone è aumentata di circa il 55%, una crescita sia in termini di volumi che di valore percentuale superiore a qualsiasi altra fonte energetica, incluse le rinnovabili.

Inoltre, l'Agenzia, mentre arriva a prevedere un aumento del consumo di carbone del 65% entro il 2035 (in assenza però di modifiche alle normative attualmente in vigore), e anche un contributo del carbone di oltre il 50% «alla stabilizzazione delle forniture di energia elettrica per le aree mondiali che ne sono prive», si sofferma sul ruolo della Cina, e sottolinea con enfasi che se si attuerà questo scenario il carbone avrà superato, appunto nel 2035, il petrolio quale fonte preponderante di energia primaria del mondo. Il più recente rapporto annuale della IEA è in larga parte permeato da una rinnovata consapevolezza del ruolo del carbone, alla luce soprattutto dei miglioramenti ambientali connessi con il suo utilizzo.

Si diceva “in assenza di modifiche”, e qui l'Agenzia non manca di analizzare quali potrebbero essere queste modifiche che potrebbero avvenire, verosimilmente in termini di sempre più stringenti controlli sull'inquinamento atmosferico, e dipinge una serie di scenari alternativi, il più restrittivo dei quali riduce al 25% la domanda aggiuntiva di carbone sempre al 2035, ma reitera il suo ottimismo sullo sviluppo delle tecnologie ambientali e quindi realisticamente, dice, lo scenario sarà quello ben superiore come quota di incremento. La domanda continuerà a crescere prepotentemente da qui al 2020, per poi declinare leggermente. «Le scelte politiche e tecnologiche volte a contrastare il cambiamento climatico hanno implicazioni determinanti nell'evoluzione di questa fonte», conclude l'Agenzia, che però correttamente affronta

innanzitutto la situazione “rebus sic stantibus”. Anche perché non è detto che norme più restrittive sull’effetto serra finiscano con il compromettere il mercato del carbone: la ricerca per ridurre significativamente le emissioni di anidride carbonica in atmosfera da questa fonte prosegue a marce forzate, e in questo processo di studio e affinamento un ruolo importantissimo lo stanno assumendo, per esempio, i sistemi di cattura e stoccaggio della CO₂. «Un’ampia diffusione sia di più efficienti centrali elettriche a carbone (cioè di impianti che producono più energia elettrica con minor consumo di combustibile), che di sistemi di cattura e stoccaggio della CO₂, potrebbe migliorare le prospettive di lungo termine del carbone, ma ci sono ancora considerevoli ostacoli da superare». L’Agenzia non manca di rilevare che «optare per nuove centrali tecnologicamente più efficienti (come peraltro si sta cercando di fare in Italia, ndr) richiede investimenti addizionali relativamente contenuti, mentre migliorare il livello di efficienza degli impianti esistenti comporta un costo molto più elevato». Questa dei sistemi CCS (Carbon Capture & Storage) è la vera scommessa da giocare, sembra voler dire l’Agenzia, se vogliamo davvero valorizzare il potenziale energetico di questa fonte, il carbone, che presenta una serie di vantaggi da non dissipare. «Se nel decennio 2020-2030 i sistemi di CCS non raggiungessero un’ampia diffusione – avverte l’Agenzia – le altre strategie “low carbon” dovrebbero compiere uno sforzo straordinario per produrre minori emissioni, in linea con il conseguimento degli

obiettivi climatici mondiali». Non va peraltro trascurato che, applicare le tecnologie CCS solo all'utilizzo del carbone, produrrebbe risultati solo parziali ed insufficienti (soprattutto se in sua sostituzione si utilizzasse più gas naturale) e quindi tali tecnologie dovranno essere applicate a tutti gli usi massicci di combustibili fossili nei diversi settori industriali e non solo nel settore elettrico. Questo anche per evitare un'indebita ed inaccettabile (dalle stesse regole comunitarie) concorrenza sleale nei confronti di una sola fonte energetica: il carbone appunto.

Altrettanto cruciale per il mercato del carbone è, non manca di rilevare l'Agenzia alla pari delle valutazioni indipendenti di cui parlavamo, l'atteggiamento della Cina. «Il consumo del carbone cinese rappresenta quasi la metà della domanda mondiale di questa fonte – si legge sempre nell'Outlook 2011 - e il piano quinquennale di Pechino per il periodo 2011-2015 punta a ridurre l'intensità energetica e carbonica dell'economia cinese». Già nel 2009, ricorda l'Agenzia, l'affermazione della Cina quale importatore netto di carbone (nonostante sia il di gran lunga il primo produttore mondiale di questo combustibile) per sostenere il proprio rutilante sviluppo (nello stesso 2009 l'economia cinese è cresciuta dell'11% mentre l'occidente era in recessione) ha causato un aumento dei prezzi di questo combustibile fossile e ha generato nuovi investimenti nei paesi esportatori fra cui Australia, Indonesia, Russia e Mongolia. «Basterebbe solo una piccola variazione della domanda o della produzione

interna della Cina perché questa torni ad essere un esportatore netto, trovandosi quindi in competizione proprio con quei paesi che oggi stanno realizzando investimenti per soddisfare i suoi fabbisogni».

In tutto questo, ricorda l'Agenzia, non bisogna trascurare il ruolo dell'India, che raddoppierà entro i prossimi vent'anni il suo consumo di carbone e potrebbe superare fra il 2020 e il 2030 gli Stati Uniti come secondo maggior consumatore, diventando altresì il primo importatore mondiale (visto che, come si diceva, in Cina c'è una fortissima produzione interna). Tra l'altro, l'India è proprio il Paese che l'Agenzia identifica come quello in cui il maggior numero di individui sarà, infine e finalmente, dotato di energia elettrica nei prossimi anni, «e di questo processo il carbone rappresenta la spina dorsale». In generale, osserva l'Outlook della IEA, «mentre gli stati conseguono più alti gradi di sviluppo, essi cercano fonti di energia sicure, affidabili e sostenibili economicamente per rafforzare le loro economie e la loro crescita. Il carbone è una logica scelta in molti di questi paesi perché è: ampiamente disponibile, sicuro, affidabile e relativamente a basso costo. Questo è stato dimostrato in Cina, Vietnam, India, Indonesia, Sudafrica, Messico e molte altre nazioni». Per di più, è la conclusione dell'ente internazionale, «molti paesi in via di sviluppo hanno significative riserve di carbone».

Ma vediamo alcune delle tecnologie impiegate in questo sforzo globale per rendere "pulito" il carbone. Peraltro, la riduzione delle emissioni di CO₂, nella

moderna ricerca tecnologica, va di pari passo con il miglioramento delle efficienze energetiche, ovvero il migliore e maggiore sfruttamento del potere calorifico della materia prima. In Italia siamo ad un ottimo stato di avanzamento rispetto al quadro mondiale, tanto che si può dire che nel nostro paese il carbone potrebbe contribuire significativamente al recupero della competitività nella produzione di energia elettrica, utilizzando tutta la capacità oggi esistente e consentendo la realizzazione dei nuovi e moderni impianti che da troppo tempo sono in itinere nel nostro paese: Porto Tolle, Vado Ligure, Saline Joniche e Fiumesanto, nonché l'innovativo "Progetto Integrato Sulcis", osteggiati invece nella loro realizzazione dai vari comitati locali e dalle lobby ambientaliste che vi si oppongono in tutte le sedi.

Le tecnologie innovative oggi utilizzate per il "carbone pulito" sono

- Combustione a Letto Fluidico (FBC).
- Combustione del carbone (PCF) in impianti USC: "Ultra Super Critici"
- Combustione a letto fluido pressurizzato (PFBC).
- Gassificazione del carbone (IGCC)
- Polverizzazione pressurizzata del carbone (PPCC).
- Gassificazione del carbone Fuel Cell Systems (IGFC).

Tutte queste tecnologie vanno anche al di là di quanto prevede il protocollo di Kyoto, che aggiunge a

quest'elenco quello dei meccanismi paralleli di implementazione del protocollo. Sono classificazioni stavolta operative e non di tecnologia: così abbiamo le "JI: Joint Implementation" per consentire ai paesi industrializzati di acquisire crediti che consentono loro di realizzare progetti nei paesi meno sviluppati, il "CDM: Clean Development Mechanism", meccanismi paralleli all'Emission Trading che consiste nello scambio di quote di emissione; quest'ultimo, adottato in Europa (Ue27 nel 2003) ed in discussione anche negli USA dove si affiancherebbe alla legge per la protezione della qualità dell'aria (il "Clean Air Act"), che incentiva gli "emettitori" di CO₂, cioè i gestori di centrali elettriche, a cercare soluzioni che comportino il costo minore per raggiungere il risultato desiderato. Se un emettitore deve sostenere costi più elevati per ottenere la conformità, può accedere al mercato delle emissioni e raggiungere i propri obiettivi acquistando diritti da altri emettitori in grado di ridurre le emissioni ad un costo inferiore a quello dell'acquirente.

Il protocollo di Kyoto prevede che tutti questi meccanismi - che si applicano peraltro non solo al carbone ma a tutti i combustibili fossili - vengano gestiti da un'apposita Agenzia Sovranazionale che permette che una parte delle emissioni, evitate attraverso progetti finanziati da aziende, siano utilizzabili dai Paesi finanziatori per il perseguimento dei loro obiettivi di riduzione di CO₂ sostenendo nel contempo lo sviluppo di progetti nei

paesi in via di sviluppo, beneficiando anche di un finanziamento internazionale.

In sostanza una "politica estera" dell'energia sostenuta già dai principali Paesi industrializzati (come USA, Unione Europea e Giappone), che permetterà - anche all'Italia - non solo di salvaguardare il grande patrimonio industriale, tecnico e professionale nel settore della combustione dei combustibili solidi (aziende come ABB, Alstom, Techint, Ansaldo), ma anche di promuovere le esportazioni laddove vi siano basse efficienze energetiche (per esempio in Cina, India, Paesi dell'Est, Russia e molti altri), contribuendo quindi efficacemente al contenimento globale delle emissioni di CO₂.

Complementari al protocollo di Kyoto e specificamente per il carbone, sono nate negli ultimi anni diverse iniziative globali, sempre per promuovere la riduzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica. Una si chiama "Carbon Sequestration Leadership Forum" (CSLF). Si tratta di un'azione internazionale che punta l'attenzione sullo sviluppo delle tecnologie di cattura e sequestro della CO₂ come strategie tese a stabilizzare a lungo termine le concentrazioni di gas serra nell'atmosfera. L'iniziativa si propone di avviare progetti internazionali per lo sviluppo di nuove tecnologie in grado di rendere compatibile l'impiego del carbone per la produzione energetica con la necessità di contrastare il cambiamento climatico. Dall'iniziativa, emergono i benefici dell'utilizzo del carbone, il cui impiego, secondo gli esperti, è destinato a crescere

significativamente in tutto il mondo nei prossimi decenni. Il Forum, nato dall'iniziativa dell'allora segretario all'Energia USA, Spencer Abraham, e dall'allora sottosegretario per gli Affari internazionali, Paula Dobriansky, è stato inaugurato il 23 giugno 2003 in Virginia; nella riunione inaugurale si è discusso delle prospettive finanziarie, industriali, normative e tecnologiche relative alla cattura e al confinamento dell'anidride carbonica ed è stato definito e siglato un accordo di cooperazione internazionale sul tema. E da allora si è proseguito nell'implementazione dell'iniziativa.

Gli studi sui metodi per il sequestro dell'anidride carbonica, che viene imbrigliata all'uscita dai camini e "sparata" sottoterra dove può a sua volta contribuire all'estrazione di ulteriori ed altrimenti non estraibili quantitativi di petrolio, con la tecnica E.O.R. (Enhanced Oil Recovery), coinvolgono varie discipline, dalla fisica dei meccanismi di cattura alla geologia dell'iniezione in serbatoi profondi, dalla biologia delle pratiche agricole con l'utilizzo della CO₂ per le coltivazioni in serre, alla chimica delle reazioni del carbonio. Poiché le competenze in queste discipline sono disseminate nella comunità tecnica mondiale, il Carbon Sequestration Leadership Forum consente di focalizzare gli esperti del mondo sui problemi più stimolanti. Il sito Internet del Forum è www.cslforum.org.

Si chiama FutureGen un altro progetto concepito negli Stati Uniti che ha un obiettivo ancora più sofisticato: si propone di realizzare entro il 2020 una centrale a idrogeno da 200 MW investendo un

miliardo di dollari. Ma sarà una centrale particolare: l'obiettivo è partire dal carbone, dal quale estrarre idrogeno e producendo anidride carbonica concentrata; l'idrogeno verrebbe utilizzato per la produzione termoelettrica e in parte reso disponibile per l'autotrazione, mentre l'anidride carbonica sarebbe pronta per lo stoccaggio.

In questo ambito, anche Enel e Cnr hanno sviluppato un progetto per realizzare un impianto sperimentale che produrrà idrogeno a fianco di una delle grandi centrali elettriche a carbone esistenti in Italia, da utilizzare per alimentare il trasporto pubblico e privato delle città vicine all'impianto, riducendo così le emissioni legate al traffico ed all'utilizzo degli idrocarburi. Per avere maggiori informazioni su FutureGen si può andare sul sito del DoE (Department of Energy) americano: <http://www.fe.doe.gov/programs/sequestration>.

In tutto questo le maggiori speranze continuano ad essere riposte nella tecnologia CCS (Carbon Capture & Storage), il processo che, ripetiamo, consiste nella separazione di CO₂ dagli altri gas della combustione nelle centrali elettriche (a carbone e a gas metano), confinata in siti di stoccaggio in formazioni geologiche profonde. L'anidride carbonica prodotta nelle centrali termoelettriche è quindi confinata perennemente in formazioni geologiche, come ad esempio vecchi giacimenti esausti di petrolio e gas, nonché nelle falde acquifere saline profonde. La grande capacità di immagazzinamento di molte di tali formazioni permette di confinare le emissioni di

CO₂ equivalenti a decine se non centinaia di anni di funzionamento di tali impianti di produzione.

Ma l'impegno dell'Italia e dell'Enel non finisce qui. La politica dell'ente elettrico per rendere "pulito" l'utilizzo del carbone, si basa su due principali linee d'azione, che consentono di ridurre drasticamente le emissioni prodotte: 1) Corretta e sicura gestione del combustibile. La movimentazione e lo stoccaggio del carbone è prevista in strutture completamente chiuse, depressurizzate e automatizzate che impediscono ogni dispersione di polveri all'esterno. Il minerale, che giunge in centrale via nave, viene prelevato dalle stive tramite un nastro trasportatore chiuso che lo conduce direttamente in depositi coperti con cupola, completamente sigillati e senza alcuna dispersione di polvere. Le ceneri residue della combustione, estratte dai filtri a manica, vengono invece raccolte in silos e quindi nuovamente trasferite, da un sistema automatico sigillato, nelle stive delle navi per il trasporto nei luoghi di riutilizzo. Tutte le ceneri vengono reimpiegate in cementifici come materia prima seconda per la produzione del cemento e come inerte nel calcestruzzo. 2) Incremento di efficienza in caldaia. Per la combustione del carbone è prevista una tecnologia ultrasupercritica (USC) che consente di spingere la temperatura del vapore generato nella caldaia ad oltre 600°C e la pressione fino a 320 bar. Praticamente i parametri di processo sono spinti ai limiti tecnici di quanto consentito dalle tecnologie oggi disponibili, con il risultato che la maggiore efficienza di sistema consente anche un notevole

risparmio di combustibile e di emissioni a parità di kWh prodotto. Attraverso l'utilizzo di "filtri a manica" di ultima generazione, che consentono un'efficienza di rimozione del particolato elevatissima, di circa il 99,9%, si impedisce che le polveri presenti nei fumi si disperdano nell'ambiente. Per l'abbattimento degli ossidi di azoto (NOx) sono previsti nuovi sistemi di denitrificazione catalitica dei fumi ad elevata efficienza, basata sulla reazione chimica tra NOx, ammoniaca e ossigeno in presenza di "catalizzatori selettivi". L'efficienza di abbattimento che risulta da tale processo è superiore all'85%. Per l'abbattimento degli ossidi di zolfo (SOx) sono adottati sistemi avanzati di desolforazione, del tipo calcare/gesso, con un'efficienza di abbattimento del 95%.

C'è poi il centro di ricerche "Sotacarbo", realizzato a Carbonia nel Sulcis, in cui si studiano i progetti di ricerca per lo sviluppo di tecnologie innovative di utilizzo pulito del carbone Sulcis, che rivestono particolare rilevanza strategica. Per lo sviluppo di tali progetti si prevede la realizzazione di impianti pilota e impianti "bench-scale". Le prime iniziative prevedono in particolare lo sviluppo di tecnologie per il trattamento del syngas (gas di sintesi, ottenuto dalla combustione parziale anche degli idrocarburi) da carbone, per la produzione di idrogeno e di altri combustibili puliti, per la separazione e lo smaltimento della CO₂ prodotta, attraverso la realizzazione di impianti pilota (piattaforma sperimentale di gassificazione e di "syngas processing"); lo sviluppo di tecnologie di ultima

generazione per la gassificazione del carbone e la produzione di energia elettrica con alti rendimenti e con "zero emissioni". Il progetto si propone lo sviluppo congiunto con operatori industriali qualificati di tecnologie di produzione e di trattamento di syngas da carbone, con l'obiettivo di consentire lo sfruttamento commerciale dei risultati e delle competenze conseguite nel corso della realizzazione dell'impianto e della sua gestione sperimentale. A tale scopo verranno finalizzate e sottoscritte con gli altri operatori industriali coinvolti nel progetto apposite Convenzioni. In particolare, si prevede lo studio, la progettazione, la realizzazione e successiva sperimentazione di una piattaforma sperimentale da localizzare nel Centro Ricerche Sotacarbo.

La piattaforma sarà costituita fundamentalmente da un reattore di gassificazione di piccole dimensioni e dalle sezioni sperimentali di "fuel processing" e di separazione e trattamento della CO₂. Il gassificatore sarà basato su una tecnologia in grado di trattare sia carbone che miscele di carbone e rifiuti (co-gassificazione) e consentirà di produrre il syngas che, raffreddato e depurato (dalle polveri, dallo zolfo e dai composti inquinanti in genere) verrà utilizzato nelle successive sezioni per la sperimentazione di tecnologie di produzione e utilizzo di combustibili pregiati a minimo impatto ambientale, quali metanolo e soprattutto idrogeno.

La piattaforma sarà dotata di una sezione per la sperimentazione di tecnologie di separazione e rimozione dell'anidride carbonica, prodotta nelle

precedenti sezioni di trattamento del syngas. La piattaforma potrà inoltre consentire la sperimentazione di componenti relativi a sistemi di produzione di idrogeno con separazione della CO₂ e ad unità di produzione di energia elettrica (motori a combustione interna e/o sistemi basati sulle Celle a combustibile e/o sulle turbine a gas alimentate con H₂ e O₂).

C'è da registrare, comprensibilmente dal loro punto di vista, l'opposizione che le associazioni ambientaliste muovono al concetto stesso di "carbone pulito". In particolare, Greenpeace ha pubblicato di recente un documento contro la tecnologia di cattura dell'anidride carbonica, basato su tre punti: 1) la tecnologia CCS non arriverà in tempo per arginare i cambiamenti climatici. Non si prevede, infatti, che la tecnologia possa essere commercialmente disponibile prima del 2030. Per evitare i peggiori impatti dei cambiamenti climatici, le emissioni mondiali dei gas serra devono iniziare a ridursi già dopo il 2015, tra appena tre anni. 2) la CCS consuma molta energia: tra il 10% e il 40% dell'energia prodotta da una centrale termoelettrica. L'adozione su ampia scala della CCS annullerà, quindi, i miglioramenti in termini di efficienza degli ultimi 50 anni e farà aumentare il consumo delle risorse di un terzo. Non solo maggiore carbone da estrarre, da trasportare e bruciare, ma anche acqua. 3) stoccare la CO₂ sottoterra è rischioso. Il confinamento sicuro della CO₂ nel lungo periodo non può essere garantito, e persino una quantità molto bassa di perdite di CO₂ potrebbe compromettere

qualsiasi sforzo per attenuare i cambiamenti climatici. La quantità di CO₂ da catturare e confinare per avere qualche effetto sensato sulla mitigazione del clima al 2050, richiederebbe la realizzazione di 6.000 progetti, ognuno dei quali dovrebbe pompare nel sottosuolo un milione di tonnellate di CO₂ all'anno. Attualmente non sappiamo se catturare e confinare tale quantità di CO₂ sia tecnicamente possibile, e non è chiaro se esistano siti di stoccaggio in numero sufficiente nei pressi degli impianti. Il costo per il trasporto della CO₂ per distanze superiori a 100 chilometri, infatti, risulterebbe proibitivo.

Su tutti e tre i punti gli esperti del settore del carbone hanno aperto un confronto. Si tratta, risponde in sostanza l'industria interessata, di tre argomenti non privi di fondamento, ma su ognuno dei tre si sono già registrati progressi molto marcati che dovrebbero essere verificati e quindi riconosciuti. Peraltro, le tecniche di cattura della CO₂ sono ben conosciute, attive e consolidate da decenni nel settore degli idrocarburi (nella fase di estrazione del petrolio e del gas metano) e vi sono impianti sperimentali di sequestro "produttivo" della CO₂ in corso da oltre 10 anni in alcuni siti, quali: Weyburn (Canada) e Sleipner (Norvegia) oltre che a InSalah (Algeria) ed altri in Texas (USA).

Non giova, spiegano tecnici ed esperti, l'opposizione preconcepita che ha visto proprio sul carbone porre i freni più eclatanti. Quelli, ad esempio, che hanno bloccato la riconversione a carbone pulito della centrale Enel a olio combustibile di Porto Tolle, che si vorrebbe riconvertire come si è appena fatto con

buon successo per l'impianto di Civitavecchia. Oppure il nuovissimo progetto "green field" (cioè non in sostituzione di un precedente impianto termoelettrico) di Repower-SEI, di realizzare una modernissima centrale termoelettrica alimentata a carbone a Saline Joniche (RC) in un sito che ospitava un vecchio impianto industriale, peraltro mai entrato in funzione ed ormai smantellato, che consentirebbe anche di portare un po' di sviluppo in un'area da troppo tempo trascurata della Calabria.

Le proteste si sovrappongono all'intrico tra burocrazia, bizantinismi normativi, contenziosi amministrativi e opposizioni locali a qualunque genere di infrastruttura. E si finisce così spesso con il perdere di vista l'obiettivo che è comune a tutti: quello di salvaguardare l'ambiente valorizzando il vettore energetico che più avvantaggia il progresso, lo sviluppo ed il benessere, come si è dimostrato nell'ultimo secolo con lo sviluppo della produzione elettrica su larga scala.

Dove manca l'elettricità, non c'è sviluppo e manca il benessere, come è facile constatare osservando le condizioni di vita nei numerosi paesi poveri e sottosviluppati del pianeta (Africa, Asia ed America Latina), dove oltre 1,5 miliardi di esseri umani sono tuttora privi di questo importante vettore.

CAPITOLO 6

IL CARBONE DEL FUTURO

Le variabili ambientali hanno sicuramente la loro importanza, ma non bisogna cadere in grossolane esagerazioni né in equivoci. La stessa IEA nel suo voluminoso rapporto annuale ricorda senza mezzi termini che «raggiungere lo scenario “Energy for all” (cioè l’elettricità per i circa due miliardi di persone sul pianeta che ne sono prive, ndr) comporterebbe l’incremento di emissioni di CO₂ di appena lo 0,8% mentre eviterebbe la morte prematura di almeno un milione e mezzo di esseri umani».

Raggiungere lo scenario “Energy for All” comporta un significativo aumento di elettricità prodotta dal carbone da immettere nelle reti elettriche nazionali. In sostanza, «la scelta della fonte di energia per portare elettricità a coloro che ne hanno bisogno non comporta praticamente nessuna conseguenza in termini di clima». Cosa significa questo? Che «in realtà non c’è nessuna ragione basata sul clima per limitare le fonti da cui questa energia può essere tratta», e quindi perché non ricorrere a una fonte che già è stata descritta come affidabile, economica e sicura? Ma c’è di più: «Le fonti rinnovabili hanno sicuramente un grosso ruolo da svolgere ma non c’è nessuna ragione basata sul clima per indirizzare solo verso queste fonti gli sforzi di migliorare le forniture

di elettricità». Come tutti i report sottolineano, il futuro, in altre parole, è basato su un razionale mix energetico, che sappia conciliare la sostenibilità dei costi e delle risorse con le istanze legate alla tutela dell'ambiente: il tutto, per assecondare la crescente domanda di energia elettrica, portandola capillarmente sul pianeta anche e soprattutto là dove ancora manca. In questo scenario, tanto il carbone quanto le fonti rinnovabili sono destinate, ciascuno col proprio ruolo e con le proprie quote nel mix energetico, a giocare una posizione significativa.

E in Italia, quale futuro per il carbone? Occorre fare una premessa. La torta della produzione di energia elettrica italiana è alquanto "asfittica" ed infatti unica in Europa: se la media vede generalmente una quota pari al 50-60% circa generata da un mix variabile di carbone e nucleare, in Italia il carbone pesa solo per il 12% e la fa da padrone il gas metano. La produzione di energia elettrica (dato 2009) proviene per il 60% da gas naturale, per l'8% da olio combustibile, per il 12% dal carbone, per il 20% da rinnovabili (con lo schiacciante predominio dell'idroelettrico). Ma oltre a occupare una quota di mercato modesta, in Italia il carbone risente anche di una pesante disinformazione. «Il cittadino italiano – nota Assocarboni – infatti non è minimamente a conoscenza delle moderne tecnologie di movimentazione, stoccaggio e combustione oggi disponibili in Italia, che rendono il carbone una potenziale fonte primaria di energia elettrica con numerosi vantaggi». Per garantire la sicurezza e la competitività dell'approvvigionamento energetico,

peraltro, l'Europa prevede di non produrre più del 37% della propria energia elettrica dal gas naturale e di mantenere almeno il 45% a nucleare e carbone anche nel 2020.

Questo perché, secondo le stime dell'Unione Europea, senza un'attiva politica energetica nei prossimi 20 o 30 anni si rischia di importare oltre il 70% dei consumi energetici europei da aree ad alta instabilità geo-politica. Tali preoccupazioni sono già realtà in Italia: è l'unico Paese al mondo che dipende per più del 60% nella produzione elettrica dal gas metano, importandone l'88-90% dall'estero, soprattutto da Algeria e Russia (da dove provengono oltre i 2/3 delle importazioni). Fortissima, quindi, la dipendenza dall'estero per l'importazione delle fonti primarie di energia per la produzione di elettricità, dipendenza destinata ad aumentare gradualmente e continuamente nei prossimi anni. Peraltro, l'Italia è anche il maggiore importatore netto anche di elettricità, che siamo costretti ad importare da Francia, Svizzera e Slovenia – ed indubitabilmente prodotta prevalentemente da nucleare, che da noi è stato bandito – non essendo competitiva la produzione elettrica da gas metano, per la quale disponiamo di un eccesso di moderni ed efficienti impianti a ciclo combinato, realizzati quasi solo da noi negli ultimi 10 anni e che sono costati oltre 30 miliardi di Euro.

Così, ad oggi, mentre l'Europa continua a basare la propria produzione elettrica per almeno il 60% sull'accoppiata nucleare e carbone, l'Italia sta andando per la stessa percentuale a gas naturale, con

rilevanti implicazioni sulla sicurezza strategica e la competitività delle fonti di approvvigionamento.

Il sistema elettrico italiano è dunque costretto ad accettare i prezzi del gas fissati dal “duopolio”, mancando peraltro di sufficienti rigassificatori che potrebbero in parte ridurre la dipendenza delle importazioni “rigide” via tubo. Infatti il gas naturale è importato da Algeria e Russia, considerate politicamente “problematiche”, e arriva in Italia attraverso gasdotti. Risparmio energetico e frenata economica, sono stati elementi che hanno contribuito nel 2009 a contenere i consumi italiani di energia.

Ciò premesso, per il carbone italiano si aprono scenari incoraggianti, anche alla luce della brusca frenata del nucleare, determinata dall’incidente alla centrale giapponese di Fukushima Daiichi. Secondo Assocarboni, è atteso un aumento considerevole, per i prossimi anni, delle importazioni di carbone in Italia, se si potrà – come necessario – infine sbloccare la realizzazione dei progetti in itinere da diversi anni.

Per il momento, sono stabili a 17 milioni di tonnellate le importazioni di carbone da vapore, mentre sono in crescita del 27% (7 milioni di tonnellate complessive) quelle di carbone metallurgico e PCI (Pulverized Coal Injection, è un sistema che usa carbone polverizzato, utilizzato per alimentare gli altoforni) per la produzione dell’acciaio.

«Il no al nucleare e le clean coal technologies guideranno in futuro la crescita del carbone in

Italia», afferma Andrea Clavarino, presidente di Assocarboni. Il carbone si conferma anche nel 2011, spiega l'associazione, il combustibile con il più forte tasso di crescita al mondo: +5%, ma l'industria ritiene che le statistiche della IEA sui consumi siano ancora notevolmente sottostimate.

Clavarino, delegato del governo italiano al consiglio CIAB: "Coal Industry Advisory Board" (è l'organo consultivo per il carbone dell'Agenzia Internazionale dell'Energia), sottolinea che «in seguito al no al nucleare del referendum del Giugno 2011, il mercato italiano del carbone da vapore è destinato a crescere anche nei prossimi anni». E questo si riflette negli importanti investimenti, per oltre 5,5 miliardi di euro previsti in Italia, per la conversione o nuova costruzione di centrali a carbone di ultima generazione.

In particolare, si tratta dei progetti:

- Repower-SEI a Saline Joniche (due gruppi per complessivi 1.320 MW);
- di conversione da olio a carbone della centrale ENEL di Porto Tolle (1.980 MW, con l'installazione della tecnologia Carbon Capture & Storage);
- di ricostruzione di una nuova unità a carbone (460 MW) ad alta efficienza da parte di Tirreno Power a Vado Ligure;
- di conversione di due vecchi gruppi alimentati ad olio combustibile in un nuovo moderno gruppo alimentato a carbone (410 MW) da parte di E-On presso la centrale di Fiume Santo (SS);

Tali nuovi investimenti, affermano in Assocarboni, oltre a creare complessivamente circa 10 mila posti di lavoro per i circa 5 anni di cantiere per la realizzazione degli impianti e circa 1.000 nuovi posti di lavoro per quella di esercizio, garantiranno un'efficienza media dei nuovi impianti del 46%, che solo il Giappone e le centrali a carbone danesi possono eguagliare (attualmente, l'impianto a carbone più efficiente al mondo, con picchi del 46,3, è quello cinese di Shanghai: si chiama Waigaiqiao #3 e fornisce un quarto dell'energia elettrica della megalopoli).

«Tutti gli sforzi – nota Clavarino - dovrebbero essere volti a riequilibrare il mix energetico nazionale, l'Italia è l'unico paese al mondo a dipendere dal gas metano per la produzione di energia elettrica per oltre il 60%, di cui la maggior parte proveniente da Algeria e Russia. Senza l'energia nucleare e con le rinnovabili ancora troppo costose (sono costate oltre 6 miliardi di euro all'anno al contribuente italiano nel 2011 oltre agli ulteriori 6,7 miliardi di euro in corso nel 2012 – poi entrambi garantiti per i successivi 20 anni) –, l'Italia dovrebbe aumentare l'uso del carbone per superare una situazione che minaccia la sicurezza energetica del Paese e mina la competitività dell'industria italiana».

Secondo il World Energy Outlook 2011 della IEA, nel 2010 il consumo mondiale di carbone è salito del 10,8%: questa fonte fossile è risultata ancora una volta il combustibile con la più rapida crescita. Nel corso degli ultimi dieci anni, la domanda globale di

carbone è cresciuta di circa il 55%, una crescita sia in termini di volumi che di valore percentuale, superiore a qualsiasi altra risorse energetica, incluse le rinnovabili. A seconda dello scenario futuro preso in esame, la domanda di carbone potrebbe aumentare fino al 65% tra il 2009 e il 2035, se si prende in considerazione l'ipotesi, abbastanza verosimile, del “business as usual” contenuta nel menzionato Outlook della IEA. Come detto, in tutti gli scenari del rapporto, l'adozione delle clean coal technologies e della cattura e stoccaggio della CO₂ (CCS) migliora le prospettive a lungo termine dell'uso del carbone.

Le centrali a carbone oggi generano il 41% dell'elettricità mondiale; questa quota è destinata a crescere al 44% nel 2030, confermando il ruolo centrale del carbone nella generazione di energia elettrica. «Nonostante queste statistiche – osserva il presidente Assocarboni - vi è una notevole preoccupazione nel settore del carbone che le proiezioni della IEA circa la domanda futura di carbone non siano coerenti con quanto riscontrato dagli operatori del settore. È opinione diffusa che le previsioni della IEA, contenute nel WEO 2011, sottovalutino significativamente la domanda futura di carbone: ad esempio l'Agenzia aveva previsto che la domanda mondiale di carbone si sarebbe attestata a 2.807 milioni di toe (tonnellate “oil equivalent”) nel 2010. In realtà il dato è stato superiore del 23%».

Clavarino rileva anche che le importazioni di carbone dell'India sono attese in forte crescita: da 75 a 100 milioni di tonnellate entro pochissimi anni. Ma

è l'Indonesia la new entry al vertice mondiale: con una produzione di carbone in aumento a 327 milioni di tonnellate, il paese diventa il più grande esportatore globale di carbone termico e il primo fornitore della Cina.

Sullo sfondo occorre considerare l'irrisolto problema dell'accesso all'elettricità: attualmente sono 1,5 miliardi le persone nel mondo che ne sono escluse. Com'è ovvio, la crescita economica e sociale è strettamente connessa all'uso dell'elettricità. E una gran parte di indicatori mostrano come sia difficile smentire un certo ottimismo che il carbone, malgrado il suo scarso appeal di immagine, riesce a suscitare negli analisti, sempre che sia costantemente alta la guardia nei confronti del suo potenziale inquinante. Dalle analisi menzionate, infatti, emerge come le vaste riserve distribuite omogeneamente sul pianeta, la sicurezza negli approvvigionamenti e i costi competitivi, facciano del carbone l'unico combustibile che può soddisfare la domanda sempre crescente di energia a livello mondiale.

La parola d'ordine è, per l'appunto, sostenibilità: «I governi – afferma Clavarino - dovrebbero quindi investire in tecnologie innovative che consentono l'utilizzo sostenibile del carbone, varando misure per migliorare l'efficienza energetica e incentivare l'applicazione della CCS. Un miglioramento di un punto percentuale in termini di efficienza di una centrale a carbone provocherà una riduzione del 2-3% delle emissioni di CO₂. L'efficienza media globale delle centrali a carbone è attualmente del 28% rispetto al 45% degli impianti migliori. Programmi di

repowering delle centrali a carbone esistenti per aumentarne l'efficienza così come gli impianti di ultima generazione in fase di costruzione, permetteranno di affrontare adeguatamente il problema».

Va notato che, rispetto all'instabile onerosità del gas metano, combustibile-base (circa il 60%) del mix energetico italiano, il carbone importato ha costi competitivi e piuttosto stabili, tra i 120 dollari a tonnellata dell'inizio 2011 e i 100 dollari dell'inizio 2012. In effetti, data la distribuzione omogenea dei giacimenti di questo fossile e l'abbondanza della sua produzione che è in crescita, i costi a livello di materia prima sembrano destinati perfino ad abbassarsi.

CAPITOLO 7

CARBONE, LA POLITICA IN ITALIA

In questi tempi di tumulti geopolitici, conviene, per la bolletta elettrica degli italiani, il carbone? La risposta è nella disamina delle caratteristiche e condizioni che riguardano le diverse fonti: se il petrolio arriva dal turbolento Medio Oriente, il gas dalle imprevedibili Russia e Algeria, collocando realisticamente al loro posto le “nuove” fonti rinnovabili (solare FV ed eolico), il carbone che viene da diversi paesi come Australia, Stati Uniti, Indonesia, Sud Africa, Colombia o Canada, presenta una certezza di approvvigionamento che da sola basterebbe a garantirne un ruolo di primo piano.

Ma non solo. Rispetto all'instabilità del gas, combustibile-base (circa il 60% dei fabbisogni di materie prime) del mix elettrico italiano, il carbone importato ha costi competitivi e piuttosto stabili, intorno ai 120 dollari a tonnellata dell'inizio 2011 e i 100 dollari dell'inizio 2012. In effetti, data la distribuzione diversificata in diversi continenti dei giacimenti di questo fossile e l'abbondanza della sua produzione che è peraltro in crescita, i costi a livello di materia prima sembrano destinati perfino ad abbassarsi. L'Italia, come la gran parte dei paesi europei, soddisfa le sue necessità con le

importazioni: a parte il carbone metallurgico (con circa 7 milioni di tonnellate annue, che provengono principalmente da Australia, Stati Uniti, Canada), la grande maggioranza del carbone da vapore consumato ogni anno, cioè quello che serve per produrre energia elettrica, arriva dall'Indonesia (5-6 milioni di tonnellate su 17 complessive). Poi, in ordine decrescente, gli approvvigionamenti italiani vengono da Sudafrica, Colombia, Stati Uniti, Russia, e altri paesi ancora.

I vantaggi indiscutibili del carbone sono il basso costo della materia prima, la facilità del trasporto via mare, la molteplicità dei fornitori, normalmente costituiti da imprese private e la stabilità dei mercati di fornitura affiancata dall'esistenza di enormi giacimenti nel sottosuolo. E anche, per quanto sorprendente, l'acquisita relativa compatibilità ambientale – visti gli sviluppi tecnologici – delle centrali a carbone pulito, comprese le innovative tecniche di CCS, “Carbon Capture & Storage” sostenute anche dalla stessa Ue. Numerose aziende del settore, anche italiane, hanno investito moltissimo nella ricerca e negli impianti pilota. Tanti i progetti innovativi recenti. C'è per esempio quello lanciato dall'Enel in collaborazione con l'Eni presso la centrale Federico II di Brindisi per realizzare un impianto pilota di cattura e sequestro della CO₂. Ma anche altri impianti italiani sono all'avanguardia nella tecnologia. L'efficienza media di conversione elettrica è del 40%, contro una media europea del 35% (significa che il rendimento effettivo medio è del 35% del potenziale energetico della materia

prima immessa), con punte di eccellenza del 46% per il modernissimo impianto di Torrealvaldiga Nord a Civitavecchia dove, anche la scarica e movimentazione del carbone avviene tutto con mezzi e sistemi che ne impediscono qualsiasi, seppure marginale, dispersione nell'ambiente e lo stoccaggio viene fatto in "dome" cioè in magazzini a forma di cupola totalmente sigillati. Anche i progetti in itinere ormai da diversi anni, avranno le stesse condizioni ottimali di movimentazione e stoccaggio.

A tanto sforzo tecnologico in realtà non corrisponde una scelta strutturale strategica decisa. Come ricordato nell'ultima assemblea Assocarboni, il paradosso è che pur essendo l'Italia piazzata benissimo nelle graduatorie internazionali della compatibilità ambientale, di fatto il nostro paese è il minor consumatore in Europa di carbone.

Dal carbone, che a livello mondo occupa il primo posto quanto a elettricità prodotta (41%), si ricava solo il 12% della energia elettrica consumata in Italia, mentre in Europa il valore risale al 33% ed in Germania è del 42%.

A riprova dell'altro livello di sostenibilità, giova ricordare che in Italia 9 centrali a carbone su 13 sono certificate Emas, la certificazione ambientale di standard europeo, più severa rispetto alla certificazione Iso 14001. Ma nel necessario confronto con le altre fonti energetiche, quello più importante è l'aspetto economico, dato che il carbone è più conveniente rispetto alle altre fonti fossili, quali gli idrocarburi metano e petrolio, ma anche sotto l'aspetto "para-fiscale" se si considerano le nuove

fonti rinnovabili, solare FV ed eolico, con il loro pesante carico di incentivi (che gravano e graveranno per circa 20 anni a venire interamente sulla bolletta elettrica dei consumatori).

Uno studio di Nomisma Energia, per esempio, ha dimostrato che se si continua a insistere con l'attuale struttura delle fonti primarie di approvvigionamento energetico «la discesa dei prezzi italiani di luce e gas non sarà né semplice né veloce. Se gli italiani pagano mediamente di più - si legge nel rapporto - nell'elettricità, non è il cittadino più abbiente (che può accontentarsi di un contratto di maggior tutela con un contatore che limita la potenza istantanea a 3 kilowatt) ad essere penalizzato, viceversa pagano decisamente di più le famiglie numerose costrette a montare un contatore tarato su una potenza più alta e le piccole imprese che non sono capaci o non sono attrezzate per vagliare correttamente le offerte sul mercato libero». La struttura fiscale sui combustibili è sproporzionata: per il gas gli attuali margini per gli operatori sono di 7 centesimi di euro su un prezzo totale di 86,4 centesimi al metro cubo. Davide Tabarelli, direttore di Nomisma Energia, conclude: «Visto che il metano è semi-egemone nella generazione elettrica anche per le bollette della luce (peraltro oberate dagli incentivi per le rinnovabili) le illusioni hanno poco spazio. Tre o quattro per cento, massimo cinque, di margini realistici di riduzione nel prossimo biennio.

Certo, se avessimo più carbone nella generazione elettrica, portandolo strategicamente in linea con la percentuale media della Ue27 nel "Mix delle Fonti

Primarie”, la situazione potrebbe essere sostanzialmente diversa».

CAPITOLO 8

IL CARBONE E L'AGRICOLTURA

Il 31 luglio 2012 il pubblico ministero di Brindisi, Giuseppe De Nozza, ha firmato il decreto di citazione a giudizio per quindici persone, tra dirigenti della centrale brindisina Enel di Cerano e addetti alla manutenzione di ditte appaltatrici: tutte sono imputate per la asserita dispersione di polveri di carbone e per ripetuti sversamenti del carbone da parte del lungo nastro trasportatore che porta il carbone dal porto alla centrale che, secondo le accuse, avrebbe provocato danni agli agricoltori nei terreni vicini all'impianto industriale. Secondo la Procura, almeno 400 ettari di terreni sarebbero stati contaminati dalla centrale termoelettrica Federico II, che si trova a pochi chilometri da Brindisi. Sempre secondo le accuse, arsenico, berillio e altri metalli pesanti avrebbero "avvelenato" le campagne. L'inchiesta è partita dopo un esposto di un comitato di cittadini.

Le parti civili che hanno ottenuto di costituirsi in processo sono 38, tra questi anche il Ministero dell'Ambiente, Provincia, Comune e alcuni cittadini privati nonché l'associazione Federutenti di Bari. I fatti contestati vanno dal 2000 al 2011. Secondo la Procura, l'Enel non avrebbe attuato le azioni necessarie per ridurre o eliminare la dispersione

delle polveri di carbone, che avrebbe così provocato «danni, insudiciamento e imbrattamento delle colture». Agli imputati, oltre al getto di cose pericolose, è quindi contestato anche il reato di danneggiamento. Nel provvedimento del magistrato è riportato anche l'elenco delle condotte che avrebbero potuto evitare conseguenze alle colture e quindi anche alle persone fisiche che ne sono proprietarie.

La prima udienza del processo è prevista per il 12 dicembre 2012 dinanzi al giudice monocratico del Tribunale di Brindisi. I gruppi ambientalisti e in particolare l'associazione 'No al Carbone di Brindisi' hanno annunciato di volersi costituire parte civile nel processo. Per l'inquinamento che sarebbe stato provocato alle colture l'allora sindaco di Brindisi, Domenico Mennitti, firmò nel giugno 2007 una ordinanza di divieto di coltivazione su quei terreni. Durante le indagini, delegate dal pm De Nozza alla Digos di Brindisi, sono stati eseguiti campionamenti. Nella relazione di un consulente nominato dalla Procura, Claudio Minoia, si parla di “dispersioni significative di polveri di carbone dal carbonile della centrale”: il consulente concludeva che la dispersione “ha sicuramente rappresentato la prevalente via di contaminazione delle aree prospicienti” e si sottolinea che “non è noto il contributo derivante da possibili ricadute di emissioni convogliate”. Sugli effetti della dispersione, fu rilevato che contribuirono “a produrre direttamente o indirettamente una contaminazione indoor presso le abitazioni di soggetti in aree prospicienti la centrale”.

Questa notizia conferma ancora una volta che una delle accuse più scottanti che vengono fatte al carbone è di contaminare non solo l'atmosfera con le sue centrali, ma addirittura il suolo con le infiltrazioni di componenti dannose che sarebbero devastanti per l'agricoltura. In questione è soprattutto la contaminazione dei terreni con metalli che avrebbero causato danni permanenti all'agricoltura. Ma sono paure fondate? Ora sarà la magistratura a stabilirlo, ma un autorevole studio, realizzato da Nomisma Energia nel 2008 - appunto quando cominciarono ad emergere le accuse per il caso di Brindisi (nonché analoghi problemi per la centrale di Civitavecchia) - dimostrerebbero il contrario. Le conclusioni dello studio, tengono a precisare negli uffici bolognesi di Nomisma Energia, sono valide ancora oggi.

Per quanto riguarda la contaminazione dell'aria, lo studio sottolinea che la complessità della questione legata al Pm 10 e al Pm 2,5 si inserisce all'interno del più generale fenomeno delle polveri sottili sospese «che sono determinate al 90% da fenomeni naturali». Il contributo dell'uomo aumenta al 30% per il particolato più fine - il Pm 2,5 - in cui si riscontrano anche i composti più pericolosi per l'uomo, come i metalli. Bene, «le rilevazioni comparative sulle emissioni in atmosfera - scrive lo studio - evidenziano che le centrali elettriche contano solo per il 3 per cento delle emissioni complessive, mentre il maggior contributo arriva dai trasporti con il 42%, a cui fanno seguito le emissioni dovute alle numerose altre attività produttive industriali, al

riscaldamento civile, alla gestione dei rifiuti, ed altro ancora». Per di più i numeri di giorni di superamento dei limiti e le medie di concentrazione evidenziano che le province dove sono presenti centrali a carbone di grandi dimensioni presentano valori relativamente bassi. Le province con i problemi maggiori sono quelle della Pianura Padana, per ragioni legate alle attività industriali, al traffico veicolare e al riscaldamento, e non certo quelle legate alla produzione elettrica, al centro della controversia giudiziaria.

Sul fronte più scottante, la contaminazione del suolo che sarebbe avvenuta attraverso lo sversamento dal nastro trasportatore del carbone, le principali conclusioni del rapporto sono undici:

- 1) Le centrali elettriche a carbone hanno emissioni in atmosfera dal camino che si disperdono nell'atmosfera e non incidono sul contenuto di metalli nel suolo circostante;
- 2) Le centrali elettriche, fra cui anche quelle di grande taglia a carbone, contano per il 3% delle polveri sottili, presenti in atmosfera ed originate dall'uomo;
- 3) Quello delle centrali elettriche è l'unico settore che in Italia ha drasticamente ridotto le emissioni di polveri negli ultimi venti anni;
- 4) In tutte le province dove sono presenti centrali a carbone hanno livelli di concentrazione delle polveri relativamente bassi;

5) Quanto ai metalli, anch'essi al centro delle contestazioni, sono fra gli elementi più comuni in natura e si trovano naturalmente presenti nei terreni, con ampia variabilità in base alla loro origine geologica;

6) L'attività agricola è una di quelle che ha più inciso nella modifica della composizione del suolo avendo fatto uso di fertilizzanti, antiparassitari, diserbanti, fitofarmaci, che hanno reso possibile un aumento esponenziale della resa dei terreni ma contengono tutti in varia misura appunto componenti come i metalli;

7) Ciò non ha inciso in passato sulla salute delle piante in quanto i metalli vengono assorbiti solo in minima parte; peraltro i metalli sono sostanze necessarie per la salute delle piante stesse;

8) Analisi approfondite su campioni prelevati in diverse regioni italiane dimostrano che nella maggior parte dei casi, negli strati superficiali fino a trenta centimetri dal suolo, sono presenti concentrazioni di zinco, rame, piombo e cadmio che testimoniano contaminazioni di origine umana;

9) I valori di metalli riscontrati presso la centrale a carbone di Brindisi, dove è stata denunciata la contaminazione da metalli del suolo agricolo, sono in linea con i valori abituali dell'area, e quanto alla denunciata contaminazione da arsenico gli alti livelli denunciati sono stati rilevati a chilometri di distanza dalla centrale e a profondità di circa 5 metri, dove la

contaminazione da parte dell'uomo, da qualsiasi attività, non potrebbe mai arrivare;

10) La normativa sulla contaminazione dei suoli in Italia è una delle più stringenti in Europa ma è prevista solo per i suoli ad uso residenziale e industriale, mentre per i suoli agricoli non è stata ancora stabilita una normativa cogente. Di fatti a Brindisi, nei terreni agricoli, sono stati applicati i limiti fissati per i suoli residenziali, ovvero a livelli così bassi da garantire la salute dei bambini anche nel caso estremo in cui essi portino il terreno alla bocca e finiscano con il deglutirlo;

11) I fatti dicono che l'attività agricola di molte aree italiane convive da sempre con vicine attività industriali di vario genere e tutte le province che hanno grandi centrali a carbone hanno una fiorente produzione di prodotti agricoli Doc, Docg, Dop e Igp. Sono inoltre numerose le aziende di agriturismo e i parchi naturali nelle prossimità delle centrali, senza che queste abbiano agito negativamente sugli assetti agricoli circostanti.

Peraltro, una considerazione conclusiva potrebbe essere quella riferita ad altri paesi d'Europa che fanno un uso massiccio del carbone, notevolmente maggiore dell'Italia per la produzione elettrica a casa loro. E' appunto il caso della Germania, che produce il doppio dell'elettricità che produciamo noi in Italia e quella da carbone rappresenta il 42% del totale (oltre 6 volte quindi, in termini assoluti, di quanta ne si produca nel nostro paese). Ma analoghe

considerazioni si potrebbero fare per paesi come la Gran Bretagna, il Belgio, la Danimarca, la Repubblica Ceca, la Grecia e numerosi altri paesi d'Europa, dove non risultano analoghe azioni di feroce contrasto all'uso del carbone come invece avviene qui da noi in Italia.

CAPITOLO 9

IL CARBONE DELLA SARDEGNA, L'UNICO "MADE IN ITALY"

Il 3 settembre 2012, dopo quaranta giorni di lotta durissima culminati in un "sit-in" dei minatori ad una profondità di 373 metri, i dipendenti della miniera di Nuraxi-Figus hanno interrotto le agitazioni. Le rassicurazioni del governo e della regione che sarebbe stato trovato il modo di rifinanziare la miniera, o in alternativa di creare attività sostitutive dignitose per tutti i dipendenti, sono state accolte con fiducia e speranza da tutti i 600 lavoratori interessati. Ed è ripresa, ancora una volta la febbrile opera di ricerca di una soluzione soddisfacente.

Molti non lo sapevano neanche, che il carbone sardo esistesse ancora, finché la protesta dei minatori del Sulcis non ha riportato sulle prime pagine questa realtà. Ora la vera sfida è renderla compatibile economicamente con le esigenze attuali del mercato, e il primo tentativo sarà quello di valorizzare anziché annullare la risorsa carbone, visto che le miniere del Sulcis-Iglesiente, date più volte per esauste e più volte abbandonate, sembrano riservare ancora grandi quantità di carbone, che potrà benissimo essere

utilizzato visti gli avanzamenti tecnologici che potranno renderlo "pulito".

La storia del carbone del Sulcis è a suo modo affascinante e sembra un romanzo. Tutto cominciò, dopo una lunga serie di iniziative private precedenti che rimandano indietro di oltre un secolo, con la costituzione dell'Iri nel 1933. Nello stesso anno fu costituita, appunto nell'ambito delle neonate partecipazioni statali (che avevano lo scopo keynesiano di rilanciare l'economia travolta dalla Grande Depressione del 1929-32) la Carbosarda. Rilevò dagli imprenditori privati, che erano tutti - chi più, chi meno - in cattive acque, tutte le concessioni minerarie per l'estrazione del carbone in Sardegna. In piena autarchia, il governo investì molto nel settore carbonifero sardo per conseguire l'autosufficienza energetica, e la Carbosarda aprì nuove miniere che si aggiungevano a quelle ereditate dalle concessioni private. Gli anni che precedettero la Seconda guerra mondiale furono quelli di massima attività per le miniere di carbone sarde: la produzione toccò nel 1940 il massimo storico di 1.300.000 tonnellate, e gli occupati di Carbosarda passarono dai 400 del 1934 ai 15.000 del 1939.

Il dopoguerra fu meno glorioso. Negli anni '50, con il ritorno ad un mercato aperto, il carbone del Sulcis cominciò a subire la concorrenza del più economico petrolio e lo sfruttamento dei giacimenti si rilevò anti-economico. La produzione iniziò a ridursi progressivamente rispetto a quelli che erano stati i livelli pre-bellici, e per creare un nuovo sbocco alla produzione delle miniere fu affidata alla Carbosarda

la realizzazione di una grande centrale termoelettrica alimentata dal carbone del Sulcis. Nel 1962, con la nazionalizzazione dell'industria elettrica, la Carbosarda conferì i suoi impianti (centrale e miniere) all'ENEL. I minatori invece furono trasferiti all'ENEL solo nel 1965, dopo una lunga vertenza sindacale rivolta innanzitutto a conservare il posto di lavoro e poi ad avere diritto al più vantaggioso contratto dell'industria elettrica.

La Carbosarda come società, o Società Mineraria Sarda, passò invece sotto il controllo dell'EFIM, l'ente delle partecipazioni statali che aveva lo scopo di trovare una nuova attività per le cosiddette "scatole vuote" (perché uomini e impianti erano andati all'Enel). L'EFIM investì gli indennizzi ricevuti dall'ENEL nella realizzazione del polo integrato dell'alluminio nell'area di Portovesme. Nel 1973 l'EFIM acquisì la SAVA (Società Alluminio Veneto, stabilimenti di Porto Marghera, Fusina, Nembro e Mori), comparto metallurgico della Montedison, diventando l'unica azienda italiana operante nel settore; la Carbosarda si trasformò in una finanziaria che fungeva da subholding per il settore dell'alluminio. Pur tra chiusure di stabilimenti e periodi di forti perdite che richiesero ulteriori esborsi per lo stato, il comparto alluminio dell'EFIM, riunito sotto la Carbosarda, sopravvisse fino agli anni '90, quando fu smembrato e privatizzato. Carbosarda seguì le sorti della controllante EFIM, messa in liquidazione nel 1992.

Intanto però l'Enel aveva deciso di liberarsi delle attività nel Sulcis ritenendole antieconomiche, e alla

fine nel 1976 riuscì a venderle. A comprare fu la Carbosulcis, una società costituita in quell'anno dalla Regione Sardegna. La quale si trovò così a gestire l'ultima miniera di carbone sarda, anzi l'unica italiana in assoluto, rimasta estrattiva nel Sulcis, quella di Nuraxi Figus, vicino a Portoscuso, provincia appunto di Carbonia-Iglesias. Inizialmente in Carbosulcis c'era anche un altro socio pubblico, l'EGAM (Ente Gestione Aziende Minerarie) che pochi anni dopo fu travolto da uno scandalo e all'inizio degli anni '80 sciolto con decreto presidenziale.

Di fatto, al momento dell'acquisto, nel 1976, le miniere erano ferme. Le proteste dei minatori ed il rischio di aggravare la situazione occupazionale del Sulcis e dell'intera Sardegna, scongiurarono la chiusura definitiva delle miniere. Le partecipazioni dell'EGAM furono rilevate dall'ENI, che aveva la responsabilità operativa ma si limitò inizialmente alla manutenzione dei cantieri minerari, senza attuare un vero e proprio sfruttamento delle risorse minerarie. La produzione di carbone rimase ferma fino al 1988, quando riprese grazie agli stanziamenti pubblici in favore dell'attività estrattiva, finalizzati a trovare uno sbocco di mercato al carbone del Sulcis: per ridurre il potere inquinante del suo elevato contenuto di zolfo, si prevedeva di destinarlo alla gassificazione e successivamente alla produzione di energia elettrica. In effetti, nel 1994 vi fu anche l'emanazione di un DPR (Decreto Presidenza della Repubblica) che prevedeva il finanziamento di un progetto di sviluppo per la miniera ma che non ebbe successo perché il DPR prevedeva come sola

soluzione tecnologica per l'impiego del carbone del Sulcis, quello della "gassificazione" del carbone in un impianto termoelettrico. Tale ipotesi fallì, perché la tecnologia della "gassificazione" era all'epoca del tutto prematura, perché troppo costosa e tecnologicamente complessa. Negli anni successivi, tale attività si andò a scontrare con il processo di privatizzazione dell'ENI, che, dovendosi quotare in Borsa, non poteva permettersi di conservare attività poco remunerative. Nel 1995 Carbosulcis fu quindi messa in vendita per destinata ad investitori privati, ma l'asta andò deserta. La prospettiva di una chiusura definitiva delle miniere portò ad una nuova ondata di dure lotte sindacali dei minatori, con occupazioni e manifestazioni. Nel 1996 la Regione Sardegna prese in carico l'intera proprietà della Carbosulcis, con la finalità di guidarne la "transizione" verso la privatizzazione, che però non è mai avvenuta. Senza dilungarci eccessivamente oltre nella cronistoria della vicenda Sulcis, merita però di essere ricordato che nel 2005 vi fu una gara internazionale indetta dalla Regione Sardegna, che prevedeva appunto la concessione mineraria a privati che avessero l'interesse a continuare l'attività mineraria, integrata dalla produzione di energia elettrica in un nuovo impianto da realizzare in prossimità della stessa miniera. Anche questa gara non ebbe buon fine perché qualcuno ipotizzò che il progetto prevedesse la corresponsione di "aiuti di Stato", vietati dalle leggi comunitarie.

Negli anni successivi si è cercato di dare un assetto definitivo e consistente alla Carbosulcis, che ha sede

a Gonnese (il comune dove si trova la miniera) ed ancora dispone di circa 450 dipendenti più 150 delle attività correlate dell'indotto, ma svolge un'attività limitata che tuttora consiste nell'estrazione di circa 300.000 tonnellate anno di carbone che viene venduto ad Enel per essere miscelato con carbone d'importazione e bruciato nella locale centrale termoelettrica di Portovesme. In tutti questi anni si sono susseguiti progetti, tentativi di finanziamento, scontri e querelle politiche a non finire, per tentare di dare uno sbocco razionale a tale struttura ed al possibile uso di questa risorsa energetica nazionale.

L'ultima è recentissima. E' scoppiata nel maggio 2012 quando fu nominato dal presidente della regione Ugo Cappellacci (Pdl) amministratore unico della Carbosulcis un giovane insegnante nonché attivista dello stesso Pdl (era capolista alle elezioni regionali nel Sulcis-Iglesiente), Alessandro Loreface, 29 anni, di Iglesias, figlio del preside di un liceo locale e "collaboratore" non meglio precisato dello stesso liceo.

Il comprensorio è stato anche dotato di un fondo speciale da parte della regione di 25 milioni e il compito di riattivare quella che le statistiche riconoscono come la provincia più povera d'Italia. Ma immediatamente è scattata la contestazione dei sindacati e dell'opposizione politica. Loreface, è stata l'obiezione condivisa anche da una parte dello stesso Pdl, non aveva nessuna competenza specifica. Si era laureato in legge per corrispondenza pochi mesi prima presso la semisconosciuta università telematica Cusano (neanche con un gran voto,

84/110), e sulla sua qualificazione oltre che sulla qualifica di "collaboratore" scolastico c'erano non pochi dubbi e polemiche. Al punto che la magistratura aveva deciso di vederci chiaro sulla designazione, anche perché pareva che attraverso quest'inconsueto "bypass" Lorefice fosse stato inserito nelle graduatorie degli insegnanti.

Finché l'11 giugno 2012 Lorefice si è dimesso con una lettera al governatore in cui si lamentava dei «continui e ripetuti assalti che vengono rivolti a Lei e alla mia persona e che tolgono la serenità al suo delicato operato in seno al consiglio regionale».

Tutto da rifare per l'ennesima volta insomma. Nuova tornata di riunioni, mediazioni, tentativi e infine il 4 luglio è stato nominato il successore: è Luigi Zucca, presidente del collegio sindacale. Stavolta è un tecnico senza ombre, che sembra aver messo d'accordo tutti. Il problema è trovare i fondi per ripartire, visto che il vecchio finanziamento è andato disperso.

Per questo il nuovo amministratore unico della Carbosulcis, accompagnato dall'assessore regionale dell'Industria Alessandra Zedda e da alcuni leader dei sindacati interessati, è andato a Roma. Qui, il 7 agosto 2012, nella sede del Ministero dello Sviluppo Economico, la delegazione è stata ricevuta dal sottosegretario Claudio De Vincenti, ma solo per ricevere l'ennesima doccia fredda: per il Governo il progetto di rilancio del carbone, con tanto di centrale dotata di cattura e lo stoccaggio dell'anidride carbonica, è troppo costoso. Non è stata una posizione ufficiale, visto che l'incontro su

Carbosulcis è stato aggiornato alle settimane successive, ma un commento del sottosegretario sentito da alcuni rappresentanti sindacali, tra cui Stefano Meletti (dipendente Carbosulcis, delegato Rsu), presente a Roma come componente della segreteria Uilcem. «Ad un delegato che gli ricordava le altre vertenze da risolvere, tra cui Alcoa e Carbosulcis - sostiene Meletti - De Vincenti ha risposto che il progetto sul carbone era troppo costoso».

I dubbi del Governo riguarderebbero soprattutto i costi e la necessità di un apposito incentivo comunitario “Cip 6” per rendere sostenibile lo sviluppo del “Progetto Integrato Sulcis”, da qualche tempo messo a punto da SOTACARBO ed ENEA (per conto della Regione Sardegna) ed attualmente all’esame della Commissione europea, che prevede lo sviluppo di particolari tecnologie innovative, oggi disponibili, tali da finalmente consentire un futuro meno travagliato per questa storica attività mineraria. Il progetto contempla:

- Il rilancio della miniera con l'estrazione di circa 1,5 milioni di tonnellate all'anno di minerale. Questo consentirebbe all'attività mineraria di essere economicamente sostenibile;
- La costruzione di una nuova centrale termoelettrica (con una taglia da 300 a 450 MWe di potenza), tecnologicamente avanzata ed in grado di bruciare in maniera opportuna e nel rispetto delle direttive ambientali in vigore per tale attività in Europa, un quantitativo superiore

al 50% di carbone Sulcis (ad alto contenuto di zolfo) opportunamente miscelato con carbone tipico d'importazione;

- Innovative tecnologie di abbattimento delle emissioni di ossidi di zolfo e di azoto ed un impianto per la cattura di parte delle emissioni di CO₂;
- Il sequestro e lo stoccaggio dell'anidride carbonica catturata (CCS), nelle vene di carbone (considerate inestraiibili) presenti fuori costa e ad una profondità di 800-1000 metri, con la tecnica CBM-ECBM (Enhanced Coal Bed Methane) che consente peraltro di recuperare il Metano naturalmente presente nella microporosità dello stesso carbone. Questo consentirebbe di ridurre i costi di tale innovativa attività di CCS perché si basa sul recupero di un altro combustibile, il metano, che potrà quindi essere utilizzato per altri impieghi energetici, beneficiando del relativo valore economico.

Il tutto, in linea con quelle che sono le stesse indicazioni ed i trattati-vincoli imposti dalla stessa Ue che prevedono lo sviluppo di tecnologie per l'abbattimento delle emissioni di CO₂ in atmosfera. Quest'ultima componente del progetto (CCS) è quella che giustifica l'ipotesi di riconoscimento dell'incentivo "Cip6", altrimenti non consentito.

Insomma, questa complicatissima partita che si gioca fra Roma, la Sardegna, Bruxelles, è ancora del tutto aperta e, dopo tante traversie e significativi costi "sociali" sopportati dalla collettività nei decenni

passati, sembra finalmente presentare una concreta e possibile felice conclusione di una storia infinita.

SCHEDE CENTRALI

SCHEDA 1

Un impianto sofferto, la storia di Saline Joniche



A Saline Joniche, una località sul mar Tirreno non lontano da Gioia Tauro, nel comune di Montebello Jonico, provincia di Reggio Calabria, sorgeva da oltre trent'anni uno stabilimento mai utilizzato e ridotto ormai ad un rudere di archeologia industriale: lo costruì un finanziere degli anni '70, Raffaele Ursini, titolare di una società chiamata Liquichimica del gruppo Liquigas (di cui Ursini era presidente) finita in bancarotta fraudolenta (con tanto di galera per Ursini), con i fondi della Cassa del Mezzogiorno e di alcune banche compiacenti, con i quali venne anche finanziato un porto apposito. Doveva produrre delle

mai meglio precisate “bioproteine” e invadere con esse i mercati di mezza Europa: erano delle componenti alimentari derivanti dagli idrocarburi pensate per i mangimi degli animali da macello, ma il ministero della Sanità rifiutò l’autorizzazione per qualsiasi applicazione che potesse riguardare anche indirettamente l’alimentazione umana. Ursini ripiegò sulla mangimistica per conigli, ma anche di questo non si fece nulla. Intanto veniva indagato per falso in bilancio, incarcerato, quindi scarcerato ma in attesa di giudizio. Finì che fuggì in Sudamerica.

Oggi la stessa area di Saline Joniche ospita un progetto stavolta finalmente realistico, serio, trasparente e coerente con le logiche e con le esigenze del mercato: una grande centrale termoelettrica alimentata a carbone della potenza nominale di 1.320 MW. Un vero gioiello di ecosostenibilità e compatibilità economica oltre che ambientale. A promuoverla è una società-progetto, la Sei Spa, di cui è azionista di maggioranza con il 57,5% la Repower. E’ quest’ultima una società svizzera fondata con capitali italiani nel lontano 1904 con il nome di Forze Motrici Brusio e successivamente Rätia Energie. E’ un gruppo elettrico internazionale attivo in tutta Europa, che ricava in Italia il 45 per cento del proprio fatturato. Oggi la maggioranza della Repower, finito l’antico azionariato italiano, è in mani pubbliche, l’amministrazione del Cantone svizzero dei Grigioni. La società, quotata alla Borsa di Zurigo, in Italia possiede e gestisce un’importante linea elettrica di interconnessione con l’estero, la San Fiorano-Robbia

da 380 kV, e inoltre una centrale a gas a ciclo combinato da 400 MW, due centrali eoliche per una capacità proprio di circa 30 MW. Il gruppo ha inoltre in preparazione ulteriori iniziative sia sul fronte delle energie tradizionali che su quello delle energie integrative.

Nella Sei, la società che sta costruendo la centrale a carbone di Saline Joniche, ci sono poi altri tre azionisti. Il primo, con il 20 per cento di partecipazione, è la Hera, la seconda multiutility italiana per capitalizzazione con un fatturato di circa 3 miliardi di euro, costituita nel 2002 dalla fusione di ben 15 utilities locali, quotata in Borsa a Milano dal giugno 2003. Il terzo azionista di Sei (con il 15%) è la Foster Wheeler Italia, filiazione nazionale di uno dei maggiori gruppi mondiali di ingegneria, uno dei maggiori costruttori del mondo di impianti petrolchimici, raffinerie, centrali, impianti industriali. Infine con il 7,5% è presente nell'azionariato di Sei un fondo di private equity italiano, l'Apri Sviluppo Spa, che fornisce oltre al contributo in capitale anche servizi di progettazione, ricerca, sostegno alla promozione industriale.

Fra le ragioni della scelta del sito calabrese, c'è il fatto che Saline Joniche si trova al centro dell'unica area italiana del tutto priva di una centrale a carbone, del tutto dipendente dal gas: quando l'impianto entrerà in funzione potrà dare un contributo anche all'abbassamento del costo dell'energia elettrica in Calabria. C'è poi, importantissimo, l'obiettivo di riqualificare una zona degradata e abbandonata. Gli ultimi sette dipendenti

della Liquichimica, una cattedrale nel deserto, come si diceva, inaugurata nel 1976 ma da allora mai entrata in funzione, sono rimasti in attività fino a giugno 2009, dopodiché anche l'ultima parte dello stabilimento è stata smantellata. Altrettanto abbandonato e assolutamente degradato è il porto industriale adiacente: quando, come si diceva, il tutto sarà riportato a nuova vita, nel porto troverà posto, oltre al terminal carbonifero, anche un'ampia zona per imbarcazione mercantili e turistiche, con il risultato di riqualificare l'intero complesso e di rilanciare economicamente la località.

La centrale termoelettrica progettata a Saline prevede l'adozione delle tecnologie più avanzate nel settore, in grado di garantire efficienza, competitività e basso impatto ambientale. Il progetto prevede la realizzazione di due linee gemelle, ciascuna della potenza nominale di 660 MW. La tecnologia che sarà adottata, la cosiddetta Usc (Ultra Super Critica) "a polverino", è una delle più avanzate disponibili. Consentirà di ottenere un'efficienza elevata: più del 45% dell'energia prodotta sarà effettivamente convogliata, contro il 35% delle centrali tradizionali attualmente in funzione. Tutto questo con emissioni molto al di sotto dei limiti di legge. Ma si potrà andare molto più in là, di pari passo con l'evoluzione di una tecnologia che è sicuramente in divenire sulla quale prosegue un'intensa ricerca in tutto il mondo.

Ma è sul rispetto ambientale, da sempre punto esposto alle critiche quando si parla di carbone, che la Sei ha puntato più che su ogni altro fattore. Innanzitutto, la movimentazione del carbone avverrà

integralmente in strutture completamente chiuse, depressurizzate ed automatizzate, il tutto per abbattere fino al minimo la dispersione di polveri lungo il percorso dalle carboniere alle caldaie di combustione. Parallelamente, si è affrontata la tematica della riduzione delle emissioni di polveri, di ossidi di azoto e di zolfo. I fumi di combustione che usciranno dai due “camini” della centrale verranno trattati con il massimo delle tecnologie di abbattimento disponibili, attraverso l’installazione di sistemi di filtraggio per abbattere le polveri, di denitrificazione catalitica per azzerare gli ossidi di azoto e di desolforazione per ridurre drasticamente lo zolfo. Questi sistemi come si diceva, sono più che sufficienti ad assolvere ai limiti della corrente normativa nazionale e comunitaria, e anzi i livelli di emissione ai camini saranno inferiore fino al 50% ai limiti fissati, e saranno ovviamente monitorizzati in continuo.

Tutta quest’attenzione alla sostenibilità prelude ad ulteriori sviluppi. Per esempio, le ceneri di combustione sono utilizzabili dall’industria del cemento, e già la società promotrice dell’impianto di Saline Joniche ha ricevuto a tal proposito delle manifestazioni di interesse da parte di aziende cementiere. Le ceneri leggere residue dalla combustione del carbone e trascinate nei fumi sotto forma di particolato, verranno abbattute nei “filtri a manica” costituiti da una fibra sintetica simile al feltro ritenuta dalla generalità degli osservatori scientifici più efficiente degli “elettrofiltri” usati finora nella maggior parte dei casi. Le polveri così

ottenute saranno quindi raccolte in contenitori (le “tramogge”) e infine inviate ad appositi contenitori dove verranno chiuse per lo stoccaggio e per l’eventuale rivendita. Anche la movimentazione delle ceneri avverrà all’interno di sistemi isolati dall’ambiente esterno. Quanto all’abbattimento degli ossidi di azoto, questo sarà affidato come si diceva ad un meccanismo catalitico: l’iniezione nei fumi di ammoniaca ed ossigeno trasforma gli atomi di ossido di azoto in vapore acqueo e azoto molecolare, componenti inoffensive dell’aria che respiriamo. E per quanto riguarda infine il trattamento degli ossidi di zolfo, fermo restando che come combustibile verrà scelto carbone al più basso contenuto possibile di zolfo (inferiore all’1%) i gas di combustione verranno comunque abbattuti anche mediante una sospensione acquosa di calcare che, in apposite torri di assorbimento, reagisce con gli atomi di ossido di zolfo con la formazione di gesso. Infine, va ricordato che il progetto Sei è predisposto per la cattura del 100% della CO_2 e tra le prescrizioni formulate dal Ministero dell’Ambiente nel Decreto VIA c’è anche un impianto pilota di cattura e stoccaggio.

Particolare attenzione merita il pluripremiato progetto architettonico, esposto in diverse mostre come esempio unico di attenzione e dialogo con il territorio e di contestualizzazione ed inserimento paesaggistico. Il progetto della Centrale si ispira ad alcuni concetti distintivi: la sostenibilità ambientale, la ricerca del verde, il recupero e il consolidamento di storia, cultura e tradizioni locali. Il risultato di tale approccio porta due firme prestigiose: quella

dell'architetto Italo Rota e del paesaggista Andreas Kipar.

La centrale diventa così un “parco enzimatico” in grado di lavorare l'energia: all'interno della centrale l'energia naturale e l'energia prodotta dall'impianto si fondono per creare un nuovo ambiente, dando vita ad un parco aperto, con ampi spazi, giardini e vivai didattici; sarà un luogo vivibile. Il progetto architettonico punta quindi a una netta riqualificazione dell'area, tramite anche un accurato utilizzo del verde, che muta con il tempo e le stagioni, trasformando continuamente l'area interessata dall'iniziativa. La centrale disegnata dall'Architetto Rota interagisce con il territorio ed i suoi elementi distintivi, ospitando, tra l'altro, un vivaio ed una fornace per produrre vasi.

Anche gli interventi compensativi sono stati studiati in modo da comporre una proposta non fatta semplicemente di royalties economiche ma di interventi tesi all'arricchimento del territorio. Le misure di compensazione proposte sono in linea con la filosofia già introdotta per il progetto della centrale, ovvero di un sistema dove macchina e natura si inquadrano in una relazione di scambio perfettamente integrata. Tra gli interventi più importanti sono da segnalare: un villaggio ecosostenibile, il recupero di un borgo in condizioni precarie, una fattoria per la promozione di prodotti locali, il rifacimento del porto e la messa a disposizione di gran parte del suo specchio d'acqua, la valorizzazione paesaggistico ambientale della vicina stazione ferroviaria, la riqualificazione della

vicina area SIC, la ricostruzione di reti ecologiche, aree di riforestazione, un laboratorio di europa-progettazione e altri in aggiunta agli interventi simili previsti all'interno del perimetro della centrale.

SCHEDA 2

Porto Tolle, una storia infinita



Il 20 giugno 2012 è stato un giorno importante per la soffertissima storia della conversione a carbone della centrale Enel di Porto Tolle, provincia in Rovigo: quella mattina è potuto finalmente ripartire l'iter per la conversione stessa. Dopo il 'no' del 20 aprile precedente al ricorso della Regione Veneto, il Consiglio di Stato questa volta ha riconosciuto la validità della legge regionale del luglio 2011 con cui il governatore Luca Zaia aveva modificato le norme istitutive del Parco del Delta. Potrà dunque ripartire il procedimento di Via (Valutazione impatto ambientale) presso il Ministero dell'Ambiente, che

non dovrà necessariamente ricominciare da zero: l'autorizzazione definitiva potrebbe così arrivare nel giro di un anno. Lo scorso 20 aprile, come si diceva, era stata emessa una sentenza del Consiglio di Stato che respingeva il ricorso con cui la Regione Veneto chiedeva di revocare la sentenza dello stesso Consiglio di Stato del 17 maggio 2011, ossia il pronunciamento con cui era stato dichiarato illegittimo il decreto del ministero dell'Ambiente che stabiliva la compatibilità ambientale del progetto Enel di conversione a carbone della centrale termoelettrica a olio combustibile. Una nuova legge regionale nel 2011 aveva tentato di risolvere la questione per rendere possibile la riconversione. Nel giudizio del 20 giugno il Consiglio di Stato ha stabilito appunto che questa legge è legittima. Il CdS si è invece dichiarato incompetente, per lo meno nel giudizio in oggetto, a esprimersi sulla possibile contrarietà della nuova legge regionale alle normative UE.

Così, nel giro di 12 mesi, l'Enel potrebbe ottenere la tanto agognata autorizzazione e inserire la conversione di Porto Tolle (con relativo impianto Ccs) nel nuovo Piano al 2018. L'investimento complessivo previsto è di circa 2,5 miliardi di euro, per la realizzazione di tre sezioni a carbone e parzialmente a biomasse, da poco meno di 2000 MW complessivi.

La centrale termoelettrica di Porto Tolle è situata sul Delta del Po, nel Comune di Porto Tolle, provincia di Rovigo. E' costituita da 4 sezioni termoelettriche attualmente alimentate ad olio combustibile, della

potenza di 660 MW ciascuna, entrate in esercizio tra il 1980 e il 1984. Nel quadro di mercato elettrico liberalizzato, l'impianto è sostanzialmente inutilizzato da diversi anni a causa degli alti costi di combustibile che lo rendono non competitivo. In tale situazione, sarebbe inevitabilmente destinato alla chiusura, a meno appunto di una valida riconversione a carbone. Il progetto, come si diceva, consiste nella conversione dei 4 gruppi ad olio esistenti, per una potenza di 2640 MW, in 3 gruppi a carbone di ultima generazione ad alta efficienza, per 1980 MW complessivi. Gli elementi innovativi caratterizzanti questo progetto sono l'incremento di efficienza di generazione dal 38% al 45% e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili per l'abbattimento delle emissioni in atmosfera, che consentono le migliori prestazioni ambientali oggi possibili.

Il nuovo impianto prevede inoltre la possibilità di utilizzare biomasse, in base alla disponibilità del territorio, in combustione mista con il carbone, permettendo di ridurre le emissioni complessive di anidride carbonica derivanti dal processo di combustione. La depurazione dei fumi prevede nuovi sistemi di denitrificazione ad alta efficienza (rendimento pari a 85%), filtri a manica di ultima generazione per l'abbattimento delle polveri (efficienza di abbattimento pari a 99,9%) e sistemi di desolfurazione dei fumi di tipo calcare/gesso ad umido con rese del 97%.

Il carbone sarà approvvigionato attraverso le vie d'acqua (Mare Adriatico e Fiume Po) tramite navi oceaniche e con l'impiego di una nave storage

posizionata a circa 5 chilometri dalla costa. Il carbone sarà trasferito da questa all'impianto mediante chiatte in stive chiuse, con tutte le salvaguardie operative per evitare dispersioni. Nell'impianto, la movimentazione del carbone avverrà in assoluta sicurezza grazie all'utilizzo di nastri trasportatori chiusi, depressurizzati ed automatizzati, a partire dal prelievo dalle stive dalle chiatte e fino all'immissione in caldaia, impedendo qualsiasi dispersione di polveri. Insomma la trasformazione a carbone dell'impianto di Porto Tolle consentirà la riduzione del consumo di combustibile per kWh prodotto, la riduzione degli scarichi termici e rilevanti miglioramenti ambientali rispetto all'attuale impianto ad olio combustibile.

La polemica su Porto Tolle ha evidenziato quanto sia precaria e rischiosa la condizione dell'Italia in termini di approvvigionamento energetico, soprattutto per la produzione elettrica, enormemente sbilanciata nei confronti del gas, mentre tutti gli altri Paesi del G8 (con la sola eccezione della Francia che produce il 78% da nucleare) hanno come prima fonte proprio il carbone. Non a caso l'elettricità in Italia è la più costosa d'Europa. La Germania produce e consuma oltre il doppio dell'elettricità che produce l'Italia ed il 42% di questa è prodotta dal carbone.

In sostanza, il progetto di Porto Tolle è finalizzato a rilanciare un impianto altrimenti destinato a chiusura (era stato inaugurato fra il 1980 e il 1984), rendendolo competitivo, ridurre il costo di produzione dell'energia elettrica, diversificare il mix delle fonti di produzione di energia, aumentare la

sicurezza degli approvvigionamenti. Oltretutto, per la realizzazione del progetto di conversione, che richiederà circa 6 anni di cantiere, si prevede mediamente l'impiego di 1500 unità giornaliere in fase di cantiere, con punte di 3000, con forte coinvolgimento dell'imprenditoria locale. L'imprenditoria locale si è ad oggi organizzata in 11 consorzi, con circa 90 imprese in totale, che sono state sottoposte ad un procedimento di prequalifica per le diverse tipologie di lavori; sono previste circa 160 commesse complessive. Durante l'esercizio ordinario della centrale sono previsti circa 700 addetti, di cui 350 diretti per la gestione dell'impianto, incrementando notevolmente gli attuali livelli di occupazione (oggi circa 150 unità) e garantendo il coinvolgimento dell'imprenditoria locale.

Va considerato infine che il Protocollo di intesa stipulato nel marzo 2010, tra Enel e Regione Veneto, e ratificato da Provincia di Rovigo e Comune di Porto Tolle, proprio quello su cui è scoppiata la polemica infinita di cui si parlava all'inizio, prevede un insieme di importanti misure economiche e interventi strutturali a favore del territorio interessato sia per la fase di cantiere sia durante la fase di esercizio, per un valore complessivo dell'ordine dei 100 milioni di euro. Il Protocollo prevede inoltre l'istituzione di un Osservatorio Ambientale, di cui faranno parte Ministero Ambiente, Regione, Comune ed altre istituzioni locali, che dovrà monitorare costantemente lo stato dell'ambiente e le emissioni dell'impianto, ad

ulteriore garanzia per il territorio. I fondi per l'attivazione (1 milione) ed il funzionamento dell'osservatorio (1 milione l'anno) sono posti a carico Enel. Inoltre, è previsto che l'Enel realizzi progetti sperimentali di cattura e sequestro dell'anidride carbonica, iniziative per la valorizzazione e mitigazione dell'impatto della centrale sul Parco del Delta del Po, quali la riqualificazione dell'Oasi di Albanella e la vivificazione della Sacca del Canarin, progetti per l'utilizzo del calore refluo di centrale per attività florovivaistiche e di itticoltura.

SCHEDA 3

Le centrali di Porto Marghera: la “Giuseppe Volpi” di Porto Marghera e la “Andrea Palladio” di Fusina



Nell'area di Porto Marghera (Venezia) sono presenti due centrali termoelettriche: la “Giuseppe Volpi” di Porto Marghera e la “Andrea Palladio” di Fusina. La “Volpi” è la più antica centrale presente nel polo industriale veneziano. La sua costruzione risale al 1926. In origine la centrale era costituita da due gruppi da 15,4 MW. Nei primi anni '30 la potenza installata sale a circa 60 MW e nel primo dopoguerra entrano in servizio le attuali due sezioni da 70 MW ciascuna. Più grande e più moderna la centrale Palladio, costruita negli anni '60 – '70 ed ammodernata successivamente negli anni '90 e 2000 con sofisticati sistemi di riduzione dell'impatto

ambientale ed oggi composta da quattro unità attive: due da 320 MW, una da 171 MW e una da 165 MW.

Grazie ad un accordo con Enti Locali e con Ministero dell'Ambiente la centrale recupera ed avvia a co-combustione con il carbone ogni anno sino a 70.000 tonnellate di rifiuti prodotti nell'area di Venezia, in un virtuoso meccanismo che ne evita la messa a discarica ed alleggerisce gli oneri per i cittadini.

Infine, all'inizio del 2010 l'Enel ha realizzato a Fusina anche la prima centrale alimentata ad idrogeno: la combustione avviene in una turbina a gas da 12 MW, recuperando i fumi di scarico ad alta temperatura per migliorare il rendimento della vicina sezione a carbone. La centrale è integrata nel polo petrolchimico di Porto Marghera, dal quale preleva l'idrogeno, prodotto di scarto del cracking dell'etilene.

La centrale a idrogeno fa parte di un progetto di ricerca più ampio, finanziato in parte dalla Comunità Europea, che si propone di fare dell'area di Porto Marghera un polo tecnologico di eccellenza nelle energie rinnovabili. Per conseguire questo obiettivo l'Unione Industriali di Venezia ha costituito nel 2003 il consorzio "Hydrogen Park", sostenuto - oltre che da Enel e Confindustria - anche dalla Regione Veneto.

Entrambe le centrali hanno conseguito nel tempo le Certificazioni ambientali, di sicurezza sul lavoro e di qualità, nonché la Registrazione Emas.

SCHEDA 4

La centrale di Vado Ligure della Tirreno Power (Savona)



L'azienda Tirreno Power S.p.a. nasce a seguito della riorganizzazione del mercato italiano dell'energia elettrica, avviata con il decreto legislativo 79 del 16 marzo 1999, in attuazione della direttiva 96/92 della Comunità Europea. Il 12 novembre 2002, la società consortile costituita al 50% da Energia Italiana S.p.a. e EblAceA S.p.a., ha ottenuto dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas il diritto di acquistare la terza GenCo Enel, denominata Interpower S.p.A. Nel gennaio 2003, Interpower S.p.A. diventa quindi Tirreno Power S.p.A. Produce e vende energia

elettrica da varie fonti, non solo carbone ma anche olio combustibile, gas naturale, idroelettrico e solare. La Tirreno Power ha iniziato la propria attività il 29 Gennaio 2003. A partire da tale data la società ha avviato un piano di repowering per rinnovare la capacità produttiva dei propri impianti sia in termini di efficienza e performance ambientali, che di potenza lorda installata, passando dagli iniziali 1.050 MW effettivamente disponibili agli attuali 3.392 MW. Tirreno Power possiede tre siti termoelettrici: Vado Ligure, Torrevaldaliga Sud e Napoli Levante. Nel primo sono attive due linee produttive a carbone. Possiede poi alcune centrali idroelettriche nell'appennino ligure ed un parco fotovoltaico in Campania.

La centrale di Vado Ligure, costruita negli anni sessanta, è costituita da un'unità a ciclo combinato da 793 MW, che utilizza due turbogas alimentati a gas naturale, e da due unità a carbone da 330 MW ognuna, inaugurate entrambe nel 1971 e sottoposte a più revisioni. Il nuovo modulo a ciclo combinato, entrato in esercizio commerciale nel corso del 2007, è stato realizzato sostituendo una vecchia unità alimentata a carbone ed olio combustibile. L'impianto è caratterizzato dalla presenza di due ciminiere alte circa 200 metri e da un deposito del carbone, collegato al porto da un nastro trasportatore chiuso ed in depressione.

La manutenzione preventiva regolarmente effettuata e le migliorie tecniche e gestionali apportate sui sistemi di trattamento dei fumi, consentono di garantire ottimali performance ambientali delle unità

a carbone esistenti. La centrale termoelettrica di Vado Ligure è certificata ISO 14001 e registrata EMAS.

Le attività di repowering e l'adozione di sistemi di ecogestione hanno consentito di raggiungere numerosi miglioramenti nell'esercizio degli asset produttivi: ottimizzazione degli impianti di ambientalizzazione delle unità a carbone, riduzione generalizzata delle emissioni di SO₂, NOx e polveri, miglioramento dell'efficienza nonché dell'impatto visivo, diffusione di una forte cultura ambientale in tutto il personale.

Le emissioni specifiche di CO₂ di Tirreno Power nel 2011 sono pari a 533 g/kWh. La società cerca di perseguire il progressivo contenimento delle emissioni in atmosfera. Infatti sulle sezioni a carbone della centrale termoelettrica di Vado Ligure è in atto un programma di gestione degli impianti di trattamento dei fumi che ha consentito il rispetto dei limiti emissivi vigenti, ma anche di ottenere un miglioramento delle prestazioni ambientali, e precisamente una riduzione delle concentrazioni delle emissioni al camino nel 2011, rispetto ai limiti di legge, del 17% per la SO₂, del 10% per gli NOx e del 90% per le polveri.

Tirreno Power, secondo la *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta* pubblicata dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, nel 2011 è il sesto operatore della generazione elettrica in Italia e fornisce il 4% circa della produzione di energia destinata al consumo grazie ai 3.392 MW di capacità lorda di generazione. Per garantire il

funzionamento dei propri impianti e la commercializzazione dell'energia prodotta, Tirreno Power si rivolge ai mercati dell'energia attraverso le sue funzioni di Energy Management, che si occupano dell'approvvigionamento e della logistica dei combustibili necessari al ciclo produttivo e della vendita dell'energia generata sulla borsa elettrica e sulle piattaforme di scambio bilaterale.

Tirreno Power ha avviato dal 2003 un piano di investimenti concluso nel 2009, finalizzato al rinnovo degli impianti produttivi ed all'accrescimento della potenza installata mediante la conversione degli impianti termoelettrici convenzionali ad olio combustibile in cicli combinati a gas naturale, la riqualificazione degli impianti a carbone esistenti e l'ammodernamento delle centrali idroelettriche.

In particolare, questo piano di riconversione ha portato ai seguenti risultati:

- Riutilizzo e riqualificazione dei siti produttivi esistenti;
- Competitività e flessibilità nell'offerta di energia in linea con le mutate esigenze del mercato;
- Utilizzo di gas naturale e carbone come combustibile;
- Raggiungimento di elevati valori di efficienza, fino al 57%, attraverso l'adozione di avanzate tecnologie;
- Rilevante riduzione delle emissioni in atmosfera.

Tirreno Power ha realizzato l'ammodernamento degli impianti con particolare attenzione all'uso delle cromie ed alla qualità architettonica ed estetica del disegno, al fine di migliorare il loro aspetto visivo in armonia con il contesto paesaggistico.

Nel 2011 la Regione Liguria ha rilasciato la delibera d'intesa per l'autorizzazione di un nuovo gruppo da 460 MW da realizzarsi presso il sito di Vado Ligure. Tale delibera prescrive inoltre il rifacimento integrale delle esistenti unità a carbone, che dovranno essere fermate e ricostruite quasi totalmente. Tali unità, a valle del rifacimento integrale, dovranno rispettare gli stessi limiti emissivi prescritti per la nuova unità da 460 MW.

Il sì della Regione Liguria al progetto Tirreno Power è legato all'istituzione, da parte della Regione, di un Osservatorio Ambientale, composto dai Comuni, dalla Provincia di Savona e dagli Enti competenti in campo ambientale e sanitario. La nascita dell'Osservatorio è stata concordata dalla Regione Liguria con il Ministero dell'Ambiente e l'Istituto Superiore di Sanità.

L'intesa regionale ha prescritto anche la stipula di una convenzione con Tirreno Power che prevede risorse per 8,5 milioni di euro, da destinare a interventi in materia ambientale. La cifra comprende 1 milione di euro da ripartire fra i Comuni di Vado Ligure e Quiliano, in rapporto all'energia prodotta dal nuovo gruppo della centrale nei primi tre anni di esercizio. Fra gli impegni richiesti dalla Regione Liguria a Tirreno Power anche la copertura del carbonile, il deposito di carbone presso la centrale.

SCHEDA 5

LA CENTRALE DI COGENERAZIONE A2A DI BRESCIA



La Centrale di cogenerazione “Lamarmora”, funzionante anche a carbone, gestita dalla A2A Calore & Servizi srl, sorge alla periferia sud di Brescia, a poca distanza dal casello “Brescia Centro” dell’autostrada Milano – Venezia. La zona in cui ha sede, è caratterizzata dalla presenza di attività industriali ed agricole. Il sito produttivo è situato nella parte meridionale di quell’area che è stata sede della storica Azienda Servizi Municipalizzati, ora A2A SpA, dove sono presenti magazzini, officine, l’edificio di ricovero automezzi , la mensa e gli uffici.

La costruzione della centrale, a servizio delle prime utenze del teleriscaldamento, ebbe inizio nel 1971, a seguito della stipula di una convenzione tra l'ASM (Azienda Servizi Municipalizzati) ed una società immobiliare per la costruzione di alcuni condomini nel quartiere di Brescia 2, cui sarebbe stato fornito il calore per usi igienico-sanitario e riscaldamento. Nel 1976 venne installata una piccola centrale termica, e successivamente delle caldaie ad alto rendimento nell'area della Centrale Sud Lamarmora. Questi elementi costituirono il primo nucleo degli attuali impianti. Nel 1978 è entrato in esercizio il "TG1", il primo gruppo di cogenerazione, dando inizio alla produzione contemporanea di energia elettrica e calore. La centrale venne poi potenziata nel 1981 con un secondo gruppo di cogenerazione, TG2, e nel 1987 è entrata in funzione una caldaia policombustibile, in grado di utilizzare metano, olio combustibile denso e carbone. Nel 1992 è entrato in esercizio un terzo gruppo Turbina-Alternatore, in grado di lavorare in parallelo con i turbogruppi esistenti. Intanto, nel 1984, vicino all'ospedale Civile, fu costruita la centrale Nord. Dal 1998 è infine in funzione la terza centrale di teleriscaldamento, il Termoutilizzatore.

La Centrale A2A di Lamarmora è quindi composta da tre turbogruppi di cogenerazione e da una caldaia semplice di integrazione. I turbogruppi di cogenerazione sono composti da generatore di vapore, turbina ed alternatore. In termini di energia, la richiesta annuale di calore risulta coperta per più del 98% dalla cogenerazione e per la restante parte

dalla produzione semplice. Il ciclo termodinamico si differenzia da quello di una centrale termoelettrica tradizionale perché la condensazione del vapore viene ottenuta utilizzando come acqua di raffreddamento l'acqua della rete di riscaldamento urbano, che funziona pertanto da “condensatore caldo”. I combustibili attualmente utilizzati, dopo l'abbandono dell'olio combustibile, sono il carbone ed il gas naturale. La Centrale è dotata di un sistema di trattamento fumi completo, in special modo per i fumi da combustione di carbone, di un depuratore chimico fisico per il trattamento delle acque di scarico e di un sistema di automazione computerizzato in grado di svolgere, in modo integrato, le funzioni di controllo e supervisione di processo. Ha, tecnicamente parlando, una potenza di 134 MW elettrici installati; 301 MW termici in cogenerazione e 58 MW termici in produzione semplice.

Il sistema di teleriscaldamento di Brescia copre il fabbisogno di più del 70% della volumetria edificata riscaldabile con quasi 20mila utenti allacciati.

L'impianto fu il primo dell'allora Gruppo ASM a ricevere la certificazione EMAS nel febbraio del 2001. Da allora sono intervenute variazioni organizzative e, soprattutto negli ultimi anni, societarie, che vedono la Centrale far parte ora di A2A Calore & Servizi. La centrale ha conseguito nel gennaio 2010 l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) che comprende tutte le autorizzazioni degli Enti di controllo, relative ai vincoli da rispettare in special modo a tutela del cittadino e dell'ambiente.

L'allineamento alle Migliori Tecniche Disponibili in ambito di eco-sostenibilità, l'AIA e la certificazione EMAS, delineano un quadro di assoluta eccellenza della Centrale, sia dal punto di vista delle prestazioni ambientali, che dell'attenzione posta a queste tematiche. L'impegno nel percorso di ambientalizzazione della centrale, si manifesta anche attraverso le modifiche impiantistiche e gli investimenti in corso, diretti ad ulteriori miglioramenti delle emissioni. In particolare, gli sforzi in tal senso sono diretti all'innovativo sistema di abbattimento di NOx nei fumi tramite l'impianto catalitico (DeNOx) e al ripotenziamento del sistema di abbattimento di SOx (DeSOx).

Il Gruppo A2A ha attivato dei Sistemi di Gestione Ambientale (SGA) individuando, come strumenti guida per la loro implementazione, alcune norme e regolamenti di carattere volontario: la norma UNI EN ISO 14001 ed il Regolamento Emas. A2A Calore & Servizi s.r.l., società del gruppo A2A, opera in queste aree di attività: gestione calore, facility management, fornitura calore per teleriscaldamento, operation and maintenance centrali di cogenerazione e relative reti, posa delle reti per teleriscaldamento e realizzazione allacciamenti. A2A opera nel settore energetico in quattro filiere di attività: la filiera energia (produzione di energia elettrica e vendita di energia elettrica e gas), la filiera ambiente (raccolta e trattamento di rifiuti urbani e industriali), la filiera calore (cogenerazione e teleriscaldamento ad uso urbano) e la filiera reti (distribuzione di energia elettrica e gas, ciclo idrico integrato). Il Gruppo è

presente anche all'estero mediante l'operatività sui principali mercati europei dell'elettricità e del gas, la produzione idroelettrica e la distribuzione di energia elettrica nell'area dei Balcani e la realizzazione di impianti di trattamento dei rifiuti in diverse nazioni europee.

L'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) è stata ottenuta con Decreto n° 134 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare il 20/11/2009. Questo provvedimento ha sostituito le autorizzazioni precedentemente vigenti in materia di emissioni in atmosfera, scarichi idrici e gestione dei rifiuti. In base a quanto previsto dalla norma ISO 14001 e dal Regolamento EMAS sono state definite le modalità operative da seguire per l'individuazione degli aspetti ambientali e per la valutazione della loro significatività. In particolare il processo di analisi è stato articolato in diverse fasi: inquadramento territoriale ed ambientale; identificazione dei processi; identificazione degli aspetti ambientali (aspetti diretti, su cui si ha un controllo gestionale totale ed aspetti indiretti su cui non si ha un controllo gestionale totale); identificazione degli impatti ambientali; valutazione della significatività degli impatti ambientali. Gli aspetti ambientali identificati per la Centrale di Cogenerazione Lamarmora sono prevalentemente di tipo diretto. Quelli indiretti riguardano le attività di trasporto di materiali e rifiuti verso e dal sito.

Particolare cura l'azienda ha sempre messo nei rapporti con le comunità locali. Condividere con i propri interlocutori l'impegno verso il miglioramento

ambientale e le modalità adottate per gestire le attività che hanno un impatto sull'ambiente è sinonimo di integrazione tra una realtà produttiva come quella della Centrale di Cogenerazione Lamarmora e la comunità locale. Scuole, istituzioni, associazioni e chiunque sia interessato ha a disposizione un'ampia gamma di strumenti informativi, comprese pubblicazioni specifiche di carattere ambientale.

La centrale è stata realizzata per essere alimentata con tre combustibili: olio combustibile denso (OCD) a basso tenore di zolfo, carbon fossile bituminoso ad alto tenore di volatili e gas naturale. Il mix dei combustibili ha un andamento variabile con le situazioni di esercizio e di assetto impiantistico. L'utilizzo di carbone, largamente preponderante fino al 2007 e ancora nel 2008, ha registrato poi un significativo calo relativo. In parallelo si è assistito al progressivo incremento del consumo di gas naturale anche in relazione all'abbandono dell'utilizzo del combustibile denso dall'aprile 2010. Nel 2011 nella centrale sono state consumate 70.000-tonnellate di carbone e 35 milioni di m³ di gas naturale. Il consumo specifico totale di combustibile della Centrale è proporzionale al rendimento di cogenerazione, dato che la produzione di calore con la caldaia semplice avviene solamente per soddisfare le punte di richiesta del teleriscaldamento. Nel 2011 vi è stato un rendimento netto che ha raggiunto l'83 %.

Oltre ai combustibili la Centrale necessita di altre materie prime, reagenti e prodotti chimici. L'Ossido

di Calcio (Calce viva) è il reagente maggiormente utilizzato. Nel 2011, su un totale di 1928 tonnellate di reagenti e prodotti totali, ne sono state impiegate 1560 tonnellate. La calce è utilizzata come reagente per l'abbattimento dell'anidride solforosa nei fumi di combustione durante la combustione a carbone. Viene impiegata in sospensione acquosa (latte di calce) all'interno del desolforatore. Acido cloridrico e idrossido di sodio (soda caustica) vengono utilizzati per rigenerare le resine a scambio ionico dell'impianto di produzione di acqua demineralizzata ed in misura minore per la correzione del pH delle acque reflue.

A differenza delle centrali termoelettriche tradizionali la Centrale Lamarmora non necessita di ingenti quantità di acqua di raffreddamento, dato che il carico termico viene trasferito alla rete del teleriscaldamento. I consumi di risorsa idrica primaria sono dovuti soprattutto al consumo, dopo trattamento di demineralizzazione, di acqua di processo per l'alimentazione delle caldaie.

Tutte le aree sia produttive che ausiliarie della Centrale sono adeguatamente impermeabilizzate e dotate di distinte reti di raccolta delle acque reflue che si originano o dal processo o dal dilavamento dei piazzali da parte delle acque meteoriche. Sono presenti le reti di acque miste, acque acide, acque carboniose ed acque oleose, a seconda dell'area di provenienza. Tutte le acque, eccettuate le acque miste, affluiscono all'impianto di trattamento acque reflue per poi andare allo scarico in corpo idrico superficiale nel "Vaso Guzzetto". Parte di queste

acque trattate vengono altresì recuperate inviandole al Termoutilizzatore adiacente, dove vengono utilizzate per lo spegnimento delle scorie. I marcati miglioramenti di sostenibilità ambientale sono dovuti alle modifiche apportate ai sistemi di abbattimento degli inquinanti e all'abbandono dell'uso dell'olio combustibile denso. Anche il valore di emissione specifica di CO_2 ha avuto un trend discendente negli anni: si è passati dai 479 grammi per kWh del 2007 ai poco più di 330 odierni. Si è registrata una consistente riduzione delle concentrazioni degli inquinanti nei fumi emessi. Tale riduzione è da considerarsi legata al maggior impiego di gas naturale nella miscela dei combustibili e alle modifiche apportate ai sistemi di abbattimento degli inquinanti, anche in linea con quanto previsto nel provvedimento di AIA. Anche le concentrazioni di ossidi di azoto si sono stabilizzate al di sotto dei limiti di legge o autorizzati: il 15 ottobre 2011 entrava in vigore il nuovo limite di 200 mg/Nm³ per il gruppo a carbone e per raggiungere tale limite si è provveduto alla installazione e messa a regime industriale, a partire dal marzo 2011, di un catalizzatore Denox, in grado di abbattere gli ossidi di azoto, facilitando la reazione degli stessi con ammoniacale a dare azoto gassoso.

Le concentrazioni di polveri emesse dalla centrale sono molto basse e al di sotto dei limiti imposti dalla legge, grazie all'impiego di adeguate sezioni di filtrazione dei fumi. Infine per l'ossido di carbonio le concentrazioni rilevate sono inferiori ai limiti

imposti dalla normativa. Anche per il CO, l'AIA, per il gruppo a carbone, fissa un limite di 50 mg/Nm³. La percentuale di recupero di materia è piuttosto alta. Infatti buona parte delle ceneri e del residuo di desolforazione è impiegabile come componente in miscela nel calcestruzzo e nei sottofondi stradali. Oggi la percentuale di recupero è del 90%.

SCHEDA 6

LA CENTRALE A CARBONE E OLIO DI MONFALCONE



La centrale termoelettrica a carbone di Monfalcone (una delle principali aree industriali italiane in provincia di Gorizia), sorge in un'area di 24 ettari immediatamente adiacente al porto commerciale. Il sito è sede di impianti termoelettrici sin dai primi del '900 e prosegue l'attività nella sua configurazione attuale dai primi anni '80. L'ubicazione fu scelta in sede di progetto in quanto risultò conveniente, sia

dal punto di vista tecnico che da quello economico, la dislocazione di una centrale termoelettrica nelle vicinanze dei centri di utilizzazione di energia della Regione Friuli Venezia - Giulia. La località, inoltre, presenta il vantaggio della facilità logistica di movimentazione dei combustibili e di approvvigionamento idrico. La Centrale è destinata alla produzione di energia elettrica ed è attualmente alimentata da carbone ed olio combustibile denso (OCD), con biomasse in co-combustione. La costruzione dell'impianto attuale ebbe inizio negli anni '60 dapprima con un gruppo da 165 MW, dopodiché nel 1970 si aggiunse un secondo gruppo da 171 MW entrambi alimentati a carbone. Nel 1977 l'Enel ottenne l'autorizzazione all'ampliamento dell'impianto con la costruzione di due gruppi da 320 MW alimentati ad OCD. La Centrale, nella sua attuale configurazione, ha quindi una potenza installata pari a 976 MW.

L'area di pertinenza della centrale, è adiacente a Nord ed a Ovest con l'abitato della città di Monfalcone, delimitata dal canale artificiale Valentinis, sul quale si affaccia la banchina della centrale, a Sud ed a Est confina con l'area portuale. L'approvvigionamento dei combustibili principali viene effettuato via mare e, a partire dal 2006, anche via terra. La centrale dispone al suo interno di due depositi combustibili: il parco carbone e il deposito oli, entrambi dotati di sistemi efficienti, rivolti alla prevenzione di inquinamenti del suolo e del mare.

Fin dal 2001, fra i primi impianti di produzione di energia elettrica in Italia, la centrale di Monfalcone

ha la certificazione ambientale ISO14001, alla quale dopo qualche mese si è aggiunta la registrazione volontaria EMAS. La certificazione ISO 9001 è stata ottenuta nel 2010 per lo scarico navi a carbone, il deposito, la movimentazione interna e la consegna di rinfuse solide da navi, nonché per il processo di produzione di ceneri volanti derivanti dalla combustione di carbone fossile con o senza biomasse a marcatura CE. La centrale è passata negli anni scorsi, dopo la liberalizzazione del settore, dall'Enel a Endesa, poi a Eon e nel 2009 alla A2A, la più grande multiutility italiana, che opera nel settore energetico in quattro filiere di attività: la filiera energia (produzione di energia elettrica e vendita di energia elettrica e gas), la filiera ambiente (raccolta e trattamento di rifiuti urbani e industriali), la filiera calore (cogenerazione e teleriscaldamento ad uso urbano) e la filiera reti (distribuzione di energia elettrica e gas, ciclo idrico integrato). Il Gruppo è presente anche all'estero mediante l'operatività sui principali mercati europei dell'elettricità e del gas, la produzione idroelettrica e la distribuzione di energia elettrica nell'area dei Balcani e la realizzazione di impianti di trattamento dei rifiuti in diverse nazioni europee.

Oggi i punti di forza dell'area di Monfalcone, oltre alla centrale elettrica sono il complesso cantieristico navale della Fincantieri e lo stabilimento di industria elettromeccanica della Ansaldo Sistemi Industriali. Ci sono poi diversi stabilimenti specializzati in lavorazioni complementari nel settore della meccanica, elettromeccanica e carpenteria,

dell'elettronica ed alcune piccole industrie alimentari, tessili e dell'abbigliamento. Un posto di rilievo è occupato anche dalla nautica da diporto e dall'attività cantieristica collegata alla manutenzione delle imbarcazioni da lavoro e da turismo.

Tornando alla centrale a carbone, nell'ottica di migliorare i rapporti con le comunità locali per condividere l'impegno verso il miglioramento ambientale, A2A ha avviato e prosegue la tradizione di aprire al pubblico gli impianti rafforzando i buoni rapporti con il vicinato, la cittadinanza e le aree limitrofe. Le visite in Centrale si susseguono durante tutto l'arco dell'anno scolastico, con presenze di oltre 500 allievi l'anno. Rapporto di privilegio viene mantenuto con le università locali che vedono nella visita agli impianti un momento particolare di formazione. Agli studenti vengono illustrati gli impianti, i progetti futuri e le attività della Società attinenti alla prevenzione ambientale ed alla sicurezza. Con alcune scuole superiori locali, vi è l'accordo di svolgere degli "stage" da parte di allievi delle classi 4° superiori, per maturare esperienze lavorative direttamente nelle specializzazioni presenti in centrale.

Un progetto di trasformazione delle sezioni 3 e 4 in unità a ciclo combinato alimentate a gas metano del 2005, è stato congelato oggi da A2A, la quale sta indagando soluzioni alternative ambientalmente compatibili, considerando anche che è prevista la cessazione dell'esercizio delle sezioni ad olio combustibile entro i primi mesi del 2013. Per quanto riguarda il carbone, gli impianti di desolfurazione

fumi delle due unità alimentate con questo combustibile, entrati in servizio continuativo dagli inizi del 2009, insieme con i nuovi impianti ausiliari di trattamento acque hanno consentito di abbattere drasticamente le emissioni di ossidi di zolfo e di altri microinquinanti. Ulteriori progressi sono stati realizzati anche sul piano gestionale, con il perfezionamento del sistema di gestione della qualità secondo la norma ISO 9001 dello scarico navi carboniere, del processo di combustione e della produzione delle ceneri conformi alle specifiche norme tecniche di qualità.

La centrale è dotata di una banchina attrezzata per le attività portuali costruita sul canale Valentinis, la cui lunghezza è pari a circa 480 metri. La fornitura del carbone viene effettuata mediante chiatte attualmente provenienti dal porto di Koper (Slovenia), oppure direttamente attraverso navi carboniere opportunamente alleggerite vista la limitata profondità del canale Valentinis (circa 9 metri) che non consente l'attracco alla banchina di centrale di grandi navi carboniere a pieno carico. Avvenuto l'attracco delle chiatte o delle navi alla banchina, si procede al loro scarico mediante una gru di nuova generazione avente una portata massima di 900 t/h. Il carbone scaricato viene depositato entro un'apposita area adibita allo stoccaggio (parco carbone), delimitata da un muro di cinta lungo tutto il perimetro e dotata di un sistema di raccolta e di trasferimento dell'acqua piovana all'impianto di trattamento acque reflue (STAR). In condizioni di particolare ventosità, ai fini

dell'abbattimento delle polveri, è prevista l'irrorazione del carbone con getti d' acqua. La movimentazione e lo stoccaggio del carbone all'interno del parco avviene mediante pale gommate appositamente attrezzate e dotate di cabina pressurizzata e climatizzata a protezione dell'operatore. Il trasporto del carbone ai silos che alimentano i gruppi è effettuato mediante un sistema di nastri trasportatori chiusi in tunnel a tenuta di polvere.

Per il trattamento dei fumi nella cruciale fase di combustione del carbone, sono state affrontate le tre principali problematiche con risvolti di carattere ambientale:

- prevenzione di incidente (formazione di miscele potenzialmente esplosive);
- massimizzazione dell'efficienza;
- minimizzazione della produzione di inquinanti.

In merito al pericolo di formazione di miscele esplosive in caldaia o in altre parti del sistema (condotti, camini) sono adottati particolari criteri di conduzione con il prolungamento dei passaggi di aria nelle fasi di avviamento e di riavvio dopo episodi di "fuori servizio" della caldaia. Un sistema automatico di controlli e blocchi rende impossibile l'accensione della caldaia al di fuori delle condizioni di sicurezza stabilite dai manuali tecnici emanati dal costruttore, dalla legislazione italiana vigente in merito, e dalle normative tecniche internazionali in materia (NFPA – National Fire Protection Association). Particolari

criteri di conduzione, quali ad esempio l'atomizzazione e nebulizzazione del combustibile, la polverizzazione più o meno spinta del carbone a monte della fase di combustione, vengono adottati al fine di massimizzare l'efficienza ovvero di ridurre il consumo di combustibile e quindi le quantità degli inquinanti emesse nei fumi.

I generatori di vapore che utilizzano carbone sono dotati ognuno di 16 bruciatori per ciascun tipo di combustibile. Il sistema di combustione è di tipo OFA (Over Fire Air) il quale adotta una particolare tecnica di apporto e miscelazione dell'aria nella fase di combustione atta a limitare la produzione di ossidi di azoto.

Sono stato poi adottati precipitatori elettrostatici particolarmente efficienti, sistemi filtranti che hanno la capacità di captare elettro-staticamente un'alta percentuale delle polveri contenute nei fumi, prima che questi, in uscita dalla caldaia, vengano inviati in ciminiera per essere immessi all'atmosfera. Direttamente a valle dei "precipitatori" degli impianti a carbone, sono installati gli impianti di desolforazione con lo scopo di depurare i fumi dalla SO_2 contenuta (l'anidride solforosa derivante dalla combustione dello zolfo contenuto nel combustibile come impurità) mediante un processo chimico/fisico di "lavaggio" dei fumi con una miscela di acqua e calcare (o carbonato di calcio) in presenza di aria. La ciminiera è un manufatto in calcestruzzo armato con un'altezza di 142 metri ed un diametro alla base di 19 metri. Al suo interno sono allocate le quattro canne fumarie metalliche, una per ciascun gruppo, il

cui tratto terminale è provvisto di un sistema di riscaldamento che evita l'aggregazione di particolato solido e conseguenti fenomeni di ricaduta delle incrostazioni. Ulteriore precauzione contro le ricadute è costituita dal regolare controllo e dal periodico lavaggio delle canne fumarie.

Nel laboratorio chimico della centrale vengono effettuate le analisi chimico-fisiche sui combustibili, sugli effluenti liquidi scaricati, sulle ceneri da olio e da carbone, sui fanghi da impianto di trattamento acque e tutte le verifiche e le analisi correlate sia alle attività di esercizio che alla sorveglianza di diversi parametri di processo, compreso il monitoraggio delle grandezze aventi riflessi ambientali. Vengono altresì effettuati tutti i controlli "spot" richiesti in particolari altre fasi quali lavaggi caldaia e rigenerazione delle resine degli impianti chimici di depurazione dell'acqua di processo. La centrale dispone di diverse officine in cui il personale specializzato è in grado di svolgere gran parte delle attività di revisione e manutenzione corrente del macchinario. Sono escluse le lavorazioni e gli interventi che richiedono attrezzature particolari, disponibili solo presso il costruttore del macchinario principale (es. revisione del grosso macchinario, lavorazioni su rotor di turbina e alternatore, ecc.). Con l'ultimazione del progetto di Mitigazione Ambientale (DeSOx), sono state rese disponibili la nuova officina meccanica e carpenteria in sostituzione delle vecchie officine parzialmente demolite.

Recentemente sono stati consegnati gli impianti di Mitigazione Ambientale costituiti dai due impianti di desolforazione al servizio delle unità termoelettriche a carbone, i relativi impianti ausiliari, il nuovo impianto trattamento acque acide alcaline, l'impianto di trattamento spurghi di desolforazione a scarico zero ed i sistemi di captazione acque di prima pioggia. Già nel corso degli anni '90 la centrale intraprese varie modifiche impiantistiche tali da ridurre, tra l'altro, le emissioni di NOx (installazione del sistema OFA) e di polveri (nuovi elettrofiltri potenziati). Impianti piuttosto complessi, che hanno richiesto un investimento complessivo di circa 74 milioni di euro.

Le emissioni che derivano dalla combustione dell'olio, del carbone e, in regime di co-combustione, delle farine animali e delle biomasse vegetali utilizzati presso la centrale, costituiscono senza dubbio un aspetto ambientale significativo. Esse sono anzitutto caratterizzate dalla presenza prevalente di biossido di zolfo (SO₂), ossidi di azoto (NOx), monossido di carbonio (CO) biossido di carbonio (o anidride carbonica), (CO₂) e polveri, denominati, nel loro insieme, macroinquinanti. Il D.Lgs. 152 del 2006, che ha recepito la direttiva europea 2001/80, fissa in generale limiti di Legge sugli inquinanti, comprese le emissioni di gas in atmosfera. Per la Centrale di Monfalcone, è stata rilasciata un'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), con cui è stata autorizzata l'attività nel sito di produzione, previo il rispetto di tutta una serie di prescrizioni sulla gestione ambientale, nella quale

sono indicati anche i limiti sulle emissioni in atmosfera, significativamente più restrittivi rispetto al decreto di riferimento. I limiti prescritti non sono mai stati superati.

Ogni gruppo termoelettrico dispone di un sistema di monitoraggio continuo delle emissioni costituito da un insieme di strumenti dedicati alla registrazione dei valori di concentrazione delle sostanze inquinanti. Oltre alle concentrazioni degli inquinanti elencati, vengono misurate la concentrazione di ossigeno e di umidità, la temperatura e la pressione dei fumi. Tutte queste grandezze vengono acquisite analizzando campioni di fumi prelevati in continuo sui condotti della ciminiera, ad un'altezza di circa 50 metri; annualmente le apparecchiature di misura sono sottoposte a taratura da parte di laboratori specializzati e certificati per questo tipo di misure. I dati medi mensili rilevati sono trasmessi quotidianamente all'Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente, e una postazione di visualizzazione destinata al pubblico, installata presso una sede dell'ASL di Monfalcone, sono inoltre on line sul sito internet della Provincia di Gorizia e sul sito di A2A.

Le emissioni di ossidi di azoto sono state ridotte adottando specifiche apparecchiature ed appropriate tecniche di combustione, che ne hanno minimizzato la formazione agendo sia sulla tecnica di miscelazione aria-combustibile che sulla temperatura di combustione. La centrale ha ottenuto, in qualità di impianto "grande" produttore di CO₂ (rientrano in tale categoria i gruppi termoelettrici di potenza

termica superiore ai 20 MW) l'autorizzazione ad emettere gas ad effetto serra ed ha ottemperato all'obbligo di dichiarare a partire dal 2005 le emissioni annuali di CO₂ secondo metodologie standardizzate e verificate in apposite ispezioni. La riduzione della produzione di CO₂ è ottenibile ottimizzando il rendimento del ciclo produttivo o utilizzando come combustibili materiali provenienti da fonti rinnovabili, ossia derivati da vegetali i quali hanno sequestrato nel loro ciclo vitale la CO₂ che restituiscono all'atto della combustione. A tale utilizzo, è dovuta la diminuzione delle emissioni di tale gas.

L'effetto di sollevamento di polveri di carbone dal parco e da tutte le strutture interessate alla sua movimentazione (ponti gru di scarico navi, nastri trasporto) è stato drasticamente ridotto adottando agli inizi degli anni '90 varie modifiche impiantistiche. Le più importanti sono state la realizzazione del nuovo sistema di trasporto del carbone mediante nastri intubati, di potenzialità maggiore ed ubicati su un percorso lontano dalla zona residenziale e la realizzazione di un impianto fisso per l'umidificazione superficiale del carbone in parco. Vengono adottate anche metodologie appropriate per lo stoccaggio e la movimentazione del carbone. A prevenzione di possibili emissioni polverulente e di sversamenti a mare di carbone durante le fasi di scarico, la gru è attrezzata con uno scaricatore di nuova concezione, dotato di una "benna ecologica".

SCHEDA 7

La centrale termoelettrica di Fiume Santo (SS)



La Centrale termoelettrica di Fiume Santo si trova nella “Località Cabu Aspru”, in provincia di Sassari. Si estende su un’area di circa 153 ettari, nei pressi della foce dello stesso Fiume Santo a ovest di Porto Torres, ed è collocata all’interno dell’A.S.I. (Area di Sviluppo Industriale) di Sassari- Porto Torres-Alghero e, in particolare, nell’area definita “Area per impianti termoelettrici” compresa nei Comuni di Sassari e Porto Torres. Con circa 290 dipendenti, rappresenta una delle più importanti realtà produttive della Sardegna nord-occidentale. Quest’area è sottoposta alla tutela del paesaggio da

parte della Regione Sardegna. Fra le aree di maggior interesse naturalistico della zona, vi sono gli Stagni di Pilo, Casaraccio, Platamona, Capo Falcone, Porto Palmas-Punta Lu Caparrori. La centrale inoltre è situata sulla costa che si affaccia sul Golfo dell'Asinara, un'area marina protetta di particolare pregio ambientale e naturalistico. Questa posizione contempla una particolare sensibilità sia da parte del personale operante che delle popolazioni residenti verso le attività ed i progetti della centrale. Il territorio circostante la centrale di Fiume Santo è sottoposto al monitoraggio dello stato di qualità dell'aria mediante una rete costituita da cinque postazioni di tipo chimico e due postazioni per l'acquisizione e la registrazione dei principali parametri meteorologici. La Centrale di Fiume Santo è di proprietà di E.ON Produzione. E.ON è tra i più grandi gruppi energetici al mondo a capitale interamente privato, con circa 79mila dipendenti, in 30 paesi. Nato nel 2000 dalla fusione di Veba e Viag, oggi E.ON può contare su un fatturato di 112,95 miliardi di euro nel 2011. In Italia, E.ON si posiziona tra gli operatori leader nel mercato dell'energia e del gas, con circa 900.000 clienti.

Tornando alla centrale, questa si compone di 4 sezioni termoelettriche convenzionali con ciclo a vapore surriscaldato (due sezioni da 160 MWe alimentate a olio combustibile denso e due sezioni da 320 MWe alimentate a carbone) e da due sezioni turbogas da 40 MWe ognuna alimentate a gasolio, installate di recente per la stabilizzazione e la

sicurezza della rete di trasmissione in alta tensione di competenza del Gestore Nazionale della Rete. Le sezioni 3 e 4, oltre ai depolverizzatori, dispongono di moderni impianti di abbattimento degli inquinanti: denitrificatori e desolforatori. La centrale ha un parco combustibili liquidi interno situato presso le sezioni 1 e 2, costituito da quattro serbatoi, di cui tre da 50.000 m³ e uno da 100.000 m³, destinati a contenere olio combustibile denso. Vi sono inoltre serbatoi atti a contenere il gasolio per l'avviamento delle caldaie dei gruppi 1, 2, 3 e 4 e per l'alimentazione dei gruppi turbogas 5 e 6 con un quantitativo pari a 2.197 t. L'approvvigionamento dell'olio combustibile avviene mediante navi che attraccano presso il porto industriale di Porto Torres, sul pontile di proprietà di E.ON Produzione. Da qui il combustibile è trasferito al deposito olio combustibile tramite l'oleodotto, che consiste in una tubazione da 24" per un tratto e una tubazione da 16" nel tratto finale. La linea è coibentata e dotata di riscaldamento elettrico, si sviluppa per una lunghezza di circa 8,1 km tutto fuori terra, di cui 2,2 km sulla banchina e 2,4 km nell'area dello stabilimento Polimeri Europa. Il gasolio è approvvigionato tramite autobotti. Il carbone, utilizzato in centrale dal giugno 2003 esclusivamente presso le sezioni 3 e 4, è approvvigionato con navi carboniere dalle quali, tramite due gru situate in banchina e dotate di benne mobili, è caricato nelle tramogge di alimentazione del nastro trasportatore e da questi al parco. Dal parco il carbone è prelevato da una macchina combinata e depositato sul nastro

trasportatore che alimenta le tramogge delle sezioni 3 e 4. La capacità del deposito di carbone, situato nell'area adiacente alle sezioni 3 e 4, è di 300.000 tonnellate.

La costruzione delle sezioni 1 e 2 è iniziata nel 1972. La sezione 1 è entrata in servizio nell'aprile del 1983 e la sezione 2 nel gennaio 1984. Agli inizi degli anni Ottanta è iniziata la costruzione delle sezioni 3 e 4 situate ad un km di distanza dalle prime due. La sezione 3 è entrata in servizio nel settembre del 1992 e la 4 nel novembre del 1993. Nel corso del 1997 e del 1998 sono entrati in servizio gli impianti ambientali desolforatore e denitrificatore annessi alle sezioni 3 e 4. Nel novembre del 2005 sono entrati in funzione i gruppi turbogas alimentati a gasolio. Nel 2010 è entrato in funzione un campo fotovoltaico della potenza di 1,6 MWp, completamente integrato perché ricavato sulla copertura del parcheggio auto esistente che consente una produzione energetica di circa 1.800 MWh all'anno con un risparmio di emissioni di CO₂ di circa 1.600 tonnellate. Dopo l'ottenimento dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (maggio 2010) è stata avviata la costruzione dell'impianto per l'utilizzo delle biomasse in cocombustione con il carbone nell'unità termoelettrica numero 3.

Per le sezioni a carbone, la 3 e la 4, l' "opera di presa" dell'impianto è posta a 970 metri dalla linea di costa, a 10 metri di profondità, ed è collegata tramite condotte incassate sul fondo alla vasca di calma. Il circuito acqua condensatrice (A.C.) di ogni gruppo,

dotato di due pompe A.C., è progettato per una portata nominale di 12,5 m³/s.

La desolforazione dei fumi di scarico dalla combustione del carbone, i cui limiti sono di 300 mg/Nm³ annuo e 360 mg/Nm³ mensile, avviene tramite una reazione chimica tra il biossido di zolfo presente nei fumi e il carbonato di calcio introdotto, con successiva ossidazione dei solfiti e bisolfiti di calcio a solfato di calcio biidrato (denominato comunemente gesso). La formazione di ossidi di azoto (NO, NO₂), legata alla presenza di azoto nell'aria e nel combustibile, è connessa alla temperatura raggiunta dalla fiamma durante la combustione. L'emissione di ossidi di azoto, presso le sezioni 3 e 4, i cui limiti sono di 200 mg/Nm³, è contenuta grazie agli impianti di denitrificazione. Questi impianti sono entrati in funzione alla fine del 2003 con l'utilizzo del carbone come combustibile. Il sistema di abbattimento degli ossidi di azoto è basato sulla riduzione catalitica degli ossidi di azoto ad azoto elementare utilizzando l'ammoniaca gassosa e un catalizzatore che ne favorisce la reazione. Le polveri derivano sia dalla combustione dell'olio combustibile sia da quella del carbone. La produzione di polveri è controllata agendo sul rapporto combustibile/aria comburente, sui combustibili utilizzati e mediante l'utilizzo degli impianti di abbattimento polveri ossia precipitatori elettrostatici. Il limite di emissione per le polveri per le sezioni 3 e 4 è di 20 mg/Nm³. L'ottimizzazione dei parametri di combustione quali temperatura, pressione e portata di combustibile e comburente,

consente il contenimento della concentrazione nei fumi di monossido di carbonio. Esso è minimo poiché la combustione avviene sempre con eccesso di ossigeno. Il limite di emissione per il CO riferito ai gruppi 1, 2, 3 e 4 è di 50 mg/Nm³. Per la gestione delle emissioni, la centrale di Fiume Santo è dotata di strumentazioni analitiche costantemente in funzione (sistemi SME) installate nei camini dei gruppi 1-2-3-4 in ottemperanza ad un decreto del 12/07/1990.

SCHEDA 8

La centrale di Torrevaldaliga, Civitavecchia



La centrale ENEL di Torrevaldaliga Nord è un impianto termoelettrico a carbone (ormai quasi più nessun kWh è ottenuto dal metano) con una capacità totale di 1980 MW installati. Si trova presso la località Torrevaldaliga, nel comune di Civitavecchia. Una centrale che fornisce elettricità a metà Lazio e che impiega circa 400 dipendenti più altrettanti nell'indotto, e soprattutto un porto sulle banchine dove arrivano, una alla settimana, le navi cariche di tonnellate di carbone.

Dal 2003, anno di avvio dei lavori di riconversione, è andata a sostituire il vecchio impianto che era composto da una centrale termoelettrica ad olio combustibile da 4 gruppi con una capacità totale di

2640 MW. La centrale è nella sua configurazione attuale, stata completata fra il 2009 e il 2010. E' formata da tre sezioni funzionanti a vapore, alimentate a carbone, con una capacità di 660 MW cadauna. Per quanto concerne il contenimento delle emissioni inquinanti la centrale dispone di una gamma di impianti di ambientalizzazione fra i più avanzati e sofisticati al mondo. La sezione di trattamento fumi è composta da un sistema DeNox per la diminuzione degli NOx che si trovano già in fase di combustione, e da un sistema DeSOx per l'abbattimento degli SOx. Ci sono inoltre dei filtri a manica che servono per realizzare l'abbattimento delle polveri (potere filtrante del 99,9%).

Grazie all'introduzione delle più moderne tecnologie per la pulizia dei fumi, rispetto al precedente impianto ad olio le emissioni sono state ridotte significativamente. In particolare l'anidride solforosa è diminuita dell'82%, gli ossidi di azoto del 61%, le polveri dell'82%.

L'impianto è equipaggiato con depositi coperti ("Domes") per lo stoccaggio del carbone, realizzati con strutture reticolari in alluminio e completamente automatizzati. Il carbone all'interno dei domes viene così completamente separato dall'ambiente esterno. I gas combusti sono espulsi in atmosfera attraverso una gigantesca ciminiera alta 250 metri e composta da tre condotti, in modo da disperdere efficacemente le particelle inquinanti.

Dopo l'esplosione del caso Ilva nell'agosto 2012 si sono riaccese le polemiche sul presunto potenziale inquinante della centrale di Civitavecchia.

Polemiche che vedono in prima fila il sindaco della città, Pietro Tidei, che ha più volte minacciato di mettere i sigilli alla centrale, e il procuratore capo di Civitavecchia, Gianfranco Amendola, proprio il padre del diritto ambientale italiano, soprannominato “toga verde”, per il suo costante impegno nel campo dei reati ambientali. Tempo fa il procuratore aveva avanzato la richiesta, respinta dal Gip, di sequestro dell'impianto, ma ora dimostra viceversa di avere imboccato la strada del buon senso e del dialogo. Per Amendola le priorità sono tre: controlli costanti sulle emissioni da parte di enti terzi, l'istituzione di un registro dei tumori e l'avvio di indagini epidemiologiche.

Da parte sua l'Enel dichiara di aver fatto investimenti per 2 miliardi di euro per abbattere l'inquinamento, con la selezione della materia prima e il filtraggio evoluto dei fumi prodotti dalla combustione, e di essere disponibile a continuare a migliorare ancora su questa strada. Lo stesso amministratore delegato dell'Enel, Fulvio Conti, nel riprendere il 3 settembre il negoziato sulla sicurezza e l'inquinamento con i sindacati e con l'amministrazione municipale, ha ricordato quanto paradossale possa definirsi la vicenda della riconversione a carbone della centrale: «Pur trattandosi di un autentico gioiello tecnologico nello scenario mondiale del carbone pulito - ha spiegato Conti - Torrealvaliga ha conosciuto un'opposizione dura e irragionevole e ha dovuto superare numerosi ostacoli sul piano burocratico e giudiziario prima di essere portata a compimento».

In effetti l'impiego di caldaie tecnologicamente evolute (a polverino di carbone) permette di garantire rendimenti di esercizio molto elevati per questa tipologia di impianti (fino al 45%). Fra i vari risparmi di fattori inquinanti, per quanto riguarda in particolare le polveri, come si diceva, l'adozione di filtri a manica di ultima generazione detiene il "record" perché garantisce un abbattimento dell'82% rispetto al precedente impianto ad olio combustibile. Inoltre, risultano diminuite anche le emissioni di CO₂ per effetto della minore potenza complessiva dell'impianto (costituito originariamente da 4 gruppi). Rispetto alla precedente situazione, il nuovo impianto di Torrevadalis Nord consente un risparmio del 18% di emissioni di CO₂.

Tuttavia, ciò che rende veramente unico questo impianto a carbone sono le soluzioni escogitate per il ciclo del carbone. Nell'impianto di Civitavecchia, infatti, il carbone non vede mai la luce, perché tutte le fasi di movimentazione e di stoccaggio del minerale avvengono all'interno di strutture completamente chiuse, depressurizzate e automatizzate, dallo scarico della nave sino alla camera di combustione. Una soluzione, questa, che consente di azzerare le possibilità di dispersione delle polveri in atmosfera che in condizioni a "cielo aperto" avrebbero rappresentato una fonte di inquinamento particolarmente insidiosa in concomitanza, soprattutto, con condizioni atmosferiche avverse.

SCHEDA 9

La centrale termoelettrica Edipower di Brindisi **Nord**



La centrale termoelettrica di Brindisi della milanese Edipower è situata nella zona industriale del capoluogo, ad est del centro cittadino. I moli di Costa Morena - dove attraccano le navi carboniere e petroliere – si trovano ad ovest della centrale. La costruzione, la cui superficie è pari a 225.500 metri quadrati, è stata avviata nel 1964 con l'esecuzione dei sondaggi geognostici per stabilire le caratteristiche del terreno. Inizialmente, era caratterizzata da due gruppi da 320 MW collegati alla rete elettrica a 220 kV e successivamente, dal 1975 al 1977, è stata ampliata con due ulteriori gruppi collegati alla rete a 380 kV. La centrale era stata concepita per bruciare olio combustibile denso, e fu solo nel 1979, a seguito delle gravi crisi petrolifere avvenute negli anni '70 e nell'ambito della strategia

di diversificazione delle fonti di approvvigionamento, che venne deciso di riconvertirla a carbone (1983 – 1986), mantenendo però la possibilità di bruciare anche l'olio combustibile denso, a supporto o in alternativa al carbone. Oggi i due gruppi lavorano in un regime "ambientalizzato", con una forte riduzione dell'emissione di polveri: dal 2004, infatti, la centrale è dotata, oltre che di precipitatori elettrostatici, di un impianto di denitrificazione dei fumi (DeNOx). La potenza lorda in esercizio generata dalla centrale proviene così da quattro gruppi convenzionali installati di cui due alimentati a carbone a bassissimo tenore di zolfo. I gruppi sono dotati di due turbine a vapore, due condensatori, due alternatori, un trasformatore principale da 370 MVA e di due ciminiere metalliche alte 60 metri.

L'impianto, che occupa 124 addetti, ha una produzione netta di energia pari a 1,24 TWh, ed appartiene oggi alla società Edipower SpA. Nel 2002 infatti, tale azienda si aggiudicò Eurogen, la più grande delle GenCo (Generation Company) di Enel creata, insieme alle altre (Elettrogen e Interpower), in seguito alla liberalizzazione del mercato dell'energia per l'acquisizione dei 15.000 MW di Enel da mettere sul mercato secondo la legge. Conseguentemente, Edipower acquisì la Centrale di Brindisi Nord che faceva parte di Eurogen. Alla fine del 2004 entrarono in esercizio i denitrificatori, che unitamente ai precipitatori elettrostatici e all'utilizzo di un carbone a bassissimo tenore di zolfo, consentirono l'esercizio

nel pieno rispetto dei limiti alle emissioni previsti per legge.

Nell'ambito di un procedimento avviato dalla Procura della Repubblica di Brindisi, nel marzo 2005 la Magistratura sequestrò il carbonile di proprietà dell'Enel, di cui una parte era in uso alla Centrale di Brindisi. L'impianto subì un fermo di diversi mesi fino all'attivazione di una nuova logistica di approvvigionamento del carbone, con l'uso di due carbonili in Slovenia (Koper) e Croazia (Ploče). Ciò ne consentì, a fine 2005, la ripresa produttiva. Con ordinanza del 22 Marzo 2010 il Tribunale Penale di Brindisi dispose il dissequestro del carbonile, che fu poi notificato il 13 Maggio successivo. Nel corso del 2008 intanto era stato installato sul tetto della sala macchine un innovativo impianto fotovoltaico, con tecnologia a film sottile CIS (miscela di Rame, Indio e Selenide (CuInSe₂)). L'impianto fotovoltaico, costituito da 9.216 pannelli, ha una potenza di picco di 712 kW ed è entrato in produzione commerciale nel mese di Dicembre 2008. Nel corso del 2010, l'impianto ha prodotto 545.607 kWh, in linea con quanto atteso. Nello stesso anno sono proseguite le attività propedeutiche alla realizzazione del nuovo carbonile coperto. In particolare è stato completato l'allacciamento di emergenza alla rete Enel da 20 kV. E' stata successivamente demolita la stazione elettrica da 220 kV e realizzato il nuovo stallo TAG da 380 kV. Tutti questi lavori, oltre all'analisi tecnica del carbonile e del nuovo sistema di logistica del carbone (nastri e torri), sono stati recentemente

conclusi e autorizzati dalle amministrazioni competenti comprese le autorità ambientali.

Oggi la centrale di Brindisi Nord, è dotata di certificazione OHSAS (Occupational Health and Safety Assessment Series; standard internazionale che fissa i requisiti che deve avere un sistema di gestione a tutela della Sicurezza e della Salute dei Lavoratori). Sempre per quanto riguarda il rispetto dell'ambiente, nella centrale sono stati installati dei precipitatori elettrostatici (PE) per ridurre le emissioni in atmosfera di polveri, dei denitrificatori (DeNOx) per ridurre le emissioni di ossidi di azoto, e viene utilizzato un tipo di carbone a basso tenore di zolfo (inferiore allo 0,24% in peso). Lo stabilimento di Brindisi inoltre, viene costantemente monitorato grazie ad una rete di rilevamento formata da 5 stazioni che misurano e registrano la concentrazione al suolo di biossido di zolfo e la qualità dell'aria (RRQA: Reti di Rilevamento della Qualità dell'Aria) di anidride solforosa (SO₂), ossidi di azoto (NOx) e polveri. Le cinque stazioni sono così dislocate: tre presso Brindisi (località La Rosa, Casale e Brindisi centro), e due nel territorio a sud della città (Villanova N. e Contrada Flaminia). I dati raccolti sono resi disponibili in lettura alle autorità di controllo. Nel 2009, la rete è stata riconfigurata secondo le indicazioni dell'ARPA (Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale) con la quale è stata stipulata una nuova convenzione per la sua gestione. È stata allestita inoltre la rete presso l'area portuale, costituita da tre postazioni fisse integrate con una postazione meteo per la rilevazione continua di

polveri, NO_x, SO₂, BTX, CO e O₃. La rete era gestita inizialmente dall'ARPA, oggi dall'Ispra e altre organizzazioni del ministero dell'Ambiente.

Presso la centrale di Brindisi, vengono effettuate per il personale 11.255 ore di formazione su temi quali la sicurezza e l'igiene del lavoro, l'ambiente, l'addestramento tecnico e la formazione specialistica esterna, e ancora lingue, informatica e istituzionale interna. In linea con il codice etico adottato da Edipower nello svolgimento delle proprie attività, vengono inoltre organizzati eventi che coinvolgono la comunità cittadina come la sponsorizzazione della Stagione teatrale al Teatro Verdi, l'organizzazione Internazionale del Presepe Edipower per la scuola, visite guidate presso la centrale (302 gli studenti coinvolti) e lezioni apposite sull'energia (70 studenti).

SCHEDA 10

La centrale Enel Federico II di Brindisi Sud



La centrale “Federico II” è uno dei principali impianti termoelettrici di Enel e produce circa il 5% del fabbisogno energetico italiano. È ubicato sulla costa adriatica, 12 km a Sud di Brindisi, e si estende su una superficie di 270 ettari. La centrale, della potenza complessiva di 2.640 MW (4 sezioni da 660 MW), è entrata in esercizio commerciale negli anni ‘90. I controlli e le manovre di esercizio della centrale vengono gestiti da complessi sistemi di supervisione e comando situati all’interno di due sale controllo. Di recente, la centrale Federico II è stata scelta come sede per testare un’innovativa tecnologia, la CCS (Carbon Capture & Storage –

Cattura e stoccaggio della CO_2) che consente di catturare la CO_2 , uno dei principali gas serra, dai fumi in uscita dagli impianti a combustibili fossili, di trasportarla e sequestrarla in un sito geologicamente sicuro. È una tecnologia all'avanguardia che consentirà di conciliare le esigenze energetiche e la lotta al cambiamento climatico.

L'Enel sta infatti sviluppando un rivoluzionario concetto di centrale "a zero emissioni". L'obiettivo, in linea con la Piattaforma Europea Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (ZEP), è rendere possibili centrali elettriche a combustibili fossili a zero emissioni entro il 2020, grazie alla tecnologia di cattura e stoccaggio della CO_2 (CCS). Dal 2002 l'Enel è impegnata su diversi programmi e ha realizzato progetti per testare e dimostrare le tre principali tecnologie di cattura della CO_2 ad oggi applicabili: la post-combustione, la combustione in ossigeno e la pre-combustione. La tecnologia di cattura post-combustione è la più matura e adatta a modificare le centrali a carbone esistenti. Interviene a valle del processo di combustione del carbone, con un sistema che, utilizzando sorbenti chimici, effettua un lavaggio dei fumi, separando la CO_2 dalle altre sostanze. Allo sviluppo di questi progetti si affianca un programma di Enel ed Eni per lo sviluppo e la sperimentazione di sistemi che consentano di liquefare, trasportare e stoccare nel sottosuolo la CO_2 risultante dal processo di cattura.

L'impianto è collegato al terminale carbonifero di Costa Morena attraverso un asse attrezzato di 13 km in trincea rispetto al livello della strada. Una grande

opera di ingegneria che permette di trasferire in centrale, con il minimo impatto ambientale e in assoluta sicurezza, i combustibili che la alimentano. L'impianto è dotato di un parco carbone di circa 750.000 tonnellate e di serbatoi di stoccaggio di olio combustibile. A luglio 2012 Enel ha avviato i lavori per la realizzazione di due carbonili coperti. Un'opera condivisa con il territorio in grado di migliorare ulteriormente la sostenibilità ambientale dell'impianto. Per la sua realizzazione Enel effettua un investimento di 120 milioni di euro e impiegherà 300 persone per 39 mesi che andranno ad aggiungersi ai 1.000 posti di lavoro stabile già garantiti dalla centrale Federico II.

Tutti questi interventi, assieme a quelli prossimi di ammodernamento delle strutture sulla banchina di Costa Morena e alle opere già ultimate e in esercizio, tra cui i miglioramenti ambientali condivisi con gli Enti locali nel 2006, i lavori sulla logistica del trasporto carbone, quelli realizzati sull'unità di produzione numero 3 e l'impianto di cattura della CO₂, completeranno il programma di miglioramento ambientale e di efficienza e rendimento energetico dell'impianto fortemente voluto da Enel con un rilevante impegno economico.

L'utilizzo di sofisticati sistemi ambientali rendono la centrale una delle più efficienti e pulite, in grado di bruciare combustibili competitivi nel pieno rispetto dei severi standard ambientali imposti dalla normativa nazionale e dagli ulteriori vincoli definiti dalle Autorità locali. In particolare ciascuno dei gruppi della centrale è dotato di un sistema per

l'abbattimento del SO₂, un sistema per l'abbattimento degli NOx ed infine sistemi di abbattimento delle polveri (sia filtri a manica che precipitatori elettrostatici).

L'affidabilità della Gestione ambientale dell'impianto è attestata dalla certificazione ISO 14001. Inoltre la centrale, come tutti gli impianti di produzione della Divisione GEM, è certificata OHSAS 18001 nel campo della salute e sicurezza sul lavoro.

SCHEDA 11

La centrale Enel Sulcis “Grazia Deledda”

La Centrale Termoelettrica Sulcis è situata nella zona industriale di Portovesme, a circa 2 km dal centro abitato di Portoscuso, su una superficie di circa 63 ha.

Attualmente la Centrale Sulcis “Grazia Deledda” è costituita da due sezioni, per una potenza efficiente lorda complessiva di 590 MW (Sulcis 2 da 350 MW; Sulcis 3 da 240 MW).

La costruzione dell’Impianto della Centrale Sulcis ha inizio nei primi anni ‘60, quando la società Carbosarda, che gestiva le miniere di carbone del Sulcis, decise di potenziare la produzione di energia elettrica. La configurazione originaria, con potenza efficiente lorda complessiva di 480 MW, era basata su due sezioni termoelettriche (ciascuna di 240 MW), con ciclo termico acqua-vapore di tipo rigenerativo. Tali sezioni, denominate Sulcis 1 e 2, entrarono in servizio commerciale rispettivamente nel 1965 e nel 1966. Successivamente venne autorizzata la costruzione e l’esercizio di un’ulteriore sezione termoelettrica da 240 MW, Sulcis 3, in funzione dal 1986 e sulla quale, nel tempo, sono state apportate significative modifiche atte a garantire il rispetto di nuovi limiti di emissione imposti dal DPR 203/88. Inizialmente, in ottemperanza a quanto previsto dal Decreto Autorizzativo rilasciato dal MICA in data 02/11/97, il sistema di combustione era costituito da un complesso di bruciatori a basso tenore di ossidi di

azoto (NO_x), tale da garantire un valore di NO_x all'uscita della caldaia pari a circa 750 mg/Nm³; a valle del processo di combustione, i fumi vengono trattati con sistemi di abbattimento delle polveri. Successivamente, nel 1998, sul gruppo 3 è stato installato un impianto di desolforazione fumi (DeSO_x a umido) e, infine, nel periodo 1999 - 2000 un impianto di denitrificazione (DeNO_x) tail end, sistemi questi ultimi che hanno apportato una significativa riduzione delle emissioni di SO₂ ed NO_x in atmosfera.

Sempre nel 1998 le sezioni 1 e 2 sono state fermate per consentire l'effettuazione dei lavori di ambientalizzazione previsti nell'ambito degli interventi per l'adeguamento del parco di produzione termoelettrica a nuovi livelli emissivi massici complessivi. Le sezioni 1 e 2 dopo la loro demolizione sono state sostituite con la realizzazione di uno dei più grandi gruppi a letto fluido circolante al mondo (350 MW), consentendo di ottenere, oltre ad un miglioramento del rendimento termico, anche un minore impatto ambientale.

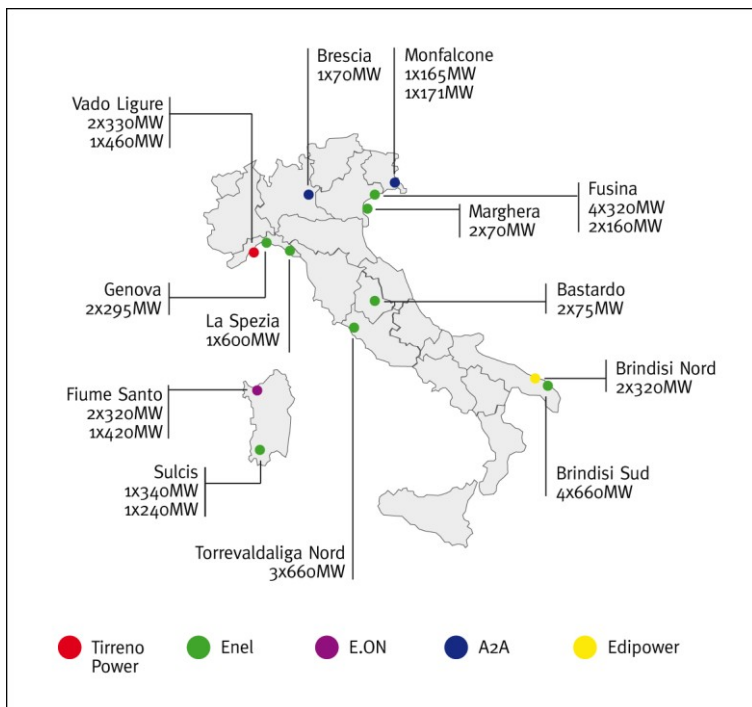
La tecnologia della sezione a Letto Fluido Circolante (LFC) permette di rispettare gli obblighi normativi sulle emissioni di inquinanti in atmosfera senza la necessità di dover ricorrere all'ausilio di dedicati impianti esterni di desolforazione e di denitrificazione dei fumi. L'iniezione del calcare direttamente in fornace, infatti, permette di controllare le emissioni di SO₂, mentre le minori temperature di combustione, rispetto a quelle normalmente raggiunte nelle caldaie tradizionali,

garantiscono il rispetto dei limiti di emissione previsti per gli NOx. Per la captazione del particolato si utilizzano filtri a manica ad elevata efficienza.

La Sezione 2 (LFC) della Centrale del Sulcis è in grado di utilizzare in co-combustione con il carbone le biomasse di origine vegetale fino ad una potenza termica pari al 15% dell'input termico. L'utilizzo di biomasse come combustibile in sostituzione del carbone consente, in un bilancio complessivo, di ridurre i quantitativi di CO₂ emessi a seguito del processo di combustione e conseguentemente, di contribuire positivamente alla riduzione del fenomeno dell'effetto serra.

La Sezione 2 ha eseguito il 1° parallelo con la rete in data 04/07/2005 mentre la Sezione 3 è in funzione dal 1986. Anche la Sezione 3 è autorizzata all'utilizzo di biomasse in co-combustione con il carbone, fino ad un massimo del 5% dell'input termico.

L'affidabilità della Gestione ambientale dell'impianto è attestata dalla certificazione ISO 14001 e EMAS dal 2001. Inoltre la centrale, come tutti gli impianti di produzione della Divisione GEM, è certificata OHSAS 18001 nel campo della salute e sicurezza sul lavoro.



SCHEDA 12

Bastardo



Situata in prossimità di Bastardo, nel territorio comunale di Gualdo Cattaneo, la centrale termoelettrica Enel “Pietro Vannucci”, intitolata a uno delle maggiori personalità del rinascimento, sorge in una delle zone più industrializzate e densamente abitate della regione. Il complesso, formato da due unità, è in grado di generare una potenza complessiva di 150 MW, ed svolge un ruolo fondamentale nell’economia industriale dell’Umbria: alimentata a carbone e gasoli, fornisce, nel periodo di maggiore attività, fino il 20% del fabbisogno energetico regionale. La struttura di Enel ha anche un grande impatto sull’occupazione nella zona: alla

‘Pietro Vannucci’ lavorano attualmente oltre 150 persone, tra diretti e indiretti, abbastanza per rendere l’impianto uno dei maggiori poli industriali della Regione Umbria. Entrata in servizio nel 1967, negli ultimi anni, la centrale termoelettrica di Enel si è distinta per il suo impegno nella tutela dell’ambiente e della salute dei cittadini: nota come la “Centrale delle Rondini”, per via degli uccelli che nidificano nella sua struttura, nell’agosto del 2011 la Vannucci ha concluso positivamente anche l’iter per ricevere l’Autorizzazione Integrata Ambientale. Autorizzazione la cui durata è stata raddoppiata in virtù della grande attenzione ambientale mostrata dalla gestione, che ha portato a raggiungere tutti gli obiettivi fissati dalla “Politica Ambientale del Sito”. Nell’impianto è stato avviato, come pilota nazionale, anche “Officina Zero Infortuni”, il progetto Enel per la prevenzione degli infortuni sui luoghi di lavoro, alla cui elaborazione hanno preso parte i lavoratori della centrale.

SCHEDA 13

La Spezia



Con più di 1,3 gigawatt di potenza e di un milione di metri quadri occupati, la centrale termoelettrica della Spezia è una delle più strutture di produzione energetica di maggior rilievo d'Italia. Inaugurata nel 1962 con il nome Edison Volta, la centrale inizialmente era alimentata a solo olio combustibile, è stata considerata per lungo tempo la maggiore struttura di produzione energetica termoelettrica d'Europa, grazie ai generatori particolarmente moderni – per l'epoca – sia per caratteristiche che per dimensioni. Nel periodo delle nazionalizzazioni viene acquisita da Enel, che già a partire dagli anni '70 inizia un monitoraggio della qualità dell'aria nel territorio. Negli anni '90 – dal 1997 – è la volta dei lavori di adeguamento ambientale, nell'ambito dei quali due unità della centrale vengono sostituiti con

gruppi di generazione in ciclo combinato ad alto rendimento. Attualmente la Eugenio Montale è responsabile della produzione, da sola, di quasi il 3% del fabbisogno energetico nazionale. L'impianto termoelettrico, in particolare, si compone infatti di 2 sezioni a ciclo combinato da 340 Megawatt, alimentate a gas naturale, e da una sezione policomcombustibile da 600 megawatt alimentata a carbone e Olio Comustibile Denso. Quest'ultima sezione costituisce la seconda in Italia per potenza installata (insieme alla centrale di Torrevaldaliga Nord e dopo gli impianti di Brindisi), ed è munita dei più sofisticati metodi di abbattimento degli inquinanti desolforatore, denitrificatore e precipitatore elettrostatico per il particolato. Nella centrale, infatti, è stato installato l'impianto di depurazione a precipitatori elettrostatici più costoso e moderno d'Europa.

SCHEDA 14

Genova



Posizionata tra il molo San Giorgio e l'ex molo idroscalo del porto, la Centrale Elettrica termoelettrica di Genova è costituita da tre gruppi termoelettrici per una potenza complessiva di 300 megawatt. La storia dell'impianto è decisamente antica: la struttura Enel è stata infatti implementato su una centrale preesistente, datata 1927, che comprendeva due unità da 25 megawatt, demolite successivamente: una storia che rimane visibile nella numerazione degli impianti attuali, che parte dal gruppo 3. L'impianto, oggi, occupa direttamente e indirettamente 250 lavoratori e utilizza carbone o

olio combustibile denso, ma anche gasolio e olii i a basso contenuto di zolfo, sebbene vengano impiegati solo nelle prime fasi d'avviamento. Le caldaie installate nella centrale sono infatti del tipo policombustibile, ovvero in grado di funzionare con solo olio combustibile, con solo carbone o con combustione mista. Il parco carbone ha comunque una capacità di stoccaggio di circa 80.000 tonnellate, e rifornisce l'impianto attraverso un sistema di nastri trasportatori chiusi, al ritmo di 850 tonnellate all'ora. Per garantire che l'esercizio avvenga nel pieno rispetto delle normative ambientali vigenti, le emissioni sono controllati attraverso moderni sistemi di abbattimento delle polveri sottili. Inoltre è stato installato un sistema di misura continuo delle emissioni al camino, per il controllo e la verifica dell'osservanza dei limiti imposti dalla legge. I dati sono trasmessi direttamente alle autorità competenti.

INTERVISTA A DAVIDE TABARELLI

«Alla resa dei conti, la scelta di quale soluzione adottare per la produzione di energia, soprattutto elettrica, insomma la scelta della fonte, dipende dai costi. E oggi, in questo momento di congiuntura economica così difficile, il carbone è la fonte energetica più economica». Davide Tabarelli, docente di ingegneria a Bologna nonché presidente di Nomisma Energia, la prestigiosa società di ricerca e consulenza specializzate fondata nel 2006, è uno dei più consultati esperti nel settore in Italia. E oggi non ha dubbi: «Attualmente l'energia elettrica prodotta con il carbone costa 5-6 centesimi per chilowattora compreso il costo dei permessi per le emissioni di CO₂, l'energia prodotta con il gas a ciclo combinato 8-9 centesimi, quella con l'energia eolica 15, quella con il fotovoltaico, che sconta il prezzo degli incentivi, costa 40-45 centesimi per kWh. Del resto il carbone è ancora il motore leader dello sviluppo: a livello globale su una produzione complessiva di energia elettrica di 22mila miliardi di kWh, il 41% deriva dal carbone, il 15% dal nucleare, il 26% dal gas e petrolio, il 16% dall'idroelettrico, il 2% dalle nuove rinnovabili, eolico, biomasse e fotovoltaico».

Però il gas, almeno a quanto si sente dire, garantisce una migliore resa energetica. O non è vero?

«Beh, in effetti grazie appunto al ciclo combinato, grazie al quale si può recuperare e riutilizzare il

calore frutto della prima combustione a differenza del carbone, si può raggiungere una resa energetica del 60% contro il 43-45% del carbone. Però c'è fortissimo un doppio fattore-prezzo. Intanto oggi il carbone costa molto meno del gas, come abbiamo visto, e poi ha il vantaggio di non essere legato necessariamente al prezzo del petrolio. Tutte le soluzioni che tendono a "smarcarlo" dal prezzo del greggio, come il cosiddetto fracking, cioè la ricerca e sfruttamento dello shale gas in America che abbatta sul mercato interno statunitense il prezzo del gas da 40 a 10-12 centesimi per metro cubo, sono ancora confinate al mercato Nordamericano, per di più come sapete sono oggetto di marcate contestazioni da parte degli ecologisti, insomma devono esserne determinate le potenzialità e le controindicazioni sul medio termine».

A proposito di fonti nuove e vecchie, la gloriosa energia idroelettrica nel nostro paese esiste ancora?

«Oh, certo, anzi contribuisce per circa il 15% alle necessità elettriche italiane. Ed è, a ben guardare, quella fra tutte che di fatto costa meno, perché oggi si spende non più di un centesimo per kWh da questa fonte. Però di solito non rientra nelle classificazioni perché si tratta di tutte centrali molto antiche, e il fatto che costi meno riflette i già coperti costi di ammortamento. Non viene considerata perché non è possibile espanderla per il futuro, anzi andrà

realisticamente a ridursi. Non dipende da nessuna "fonte" importata ».

Torniamo al carbone. Oggi le maggiori speranza vengono riposte, per risolvere una volta per tutte il problema delle emissioni di CO₂ nell'atmosfera, nella "ricattura" dell'anidride carbonica e nel suo stoccaggio sottoterra. E' una scelta plausibile? Qual è lo stato di avanzamento?

«Il problema dello stoccaggio sotterraneo del CO₂ ricorda un po', certo con meno rischi e meno incognite, quello dello smaltimento dei rifiuti nucleari. Siamo realisti: ancora non è stata trovata una soluzione convincente, adottabile sul lungo termine e su larga scala. Per ora in Italia è in corso un esperimento di cattura della CO₂ nell'impianto a carbone di Brindisi, da dove l'anidride carbonica "ricatturata" viene trasferita e reiniettata nelle cavità sotterranee rimaste vuote degli ex-giacimenti di gas di Cortemaggiore nella Pianura Padana. Altre importanti ricerche sono in corso in diverse località del Paese, con importanti finanziamenti comunitari. Anche nel resto del mondo sono in corso sperimentazioni e ricerche su vastissima scala, a condotti spesso dalle compagnie petrolifere che utilizzano il loro know-how nel campo dell'esplorazione sotterranea. Insomma, c'è molto attivismo, però non si è ancora raggiunto una standard immediatamente e facilmente adottabile. Anche per una questione di costi: catturare l'anidride carbonica e reiniettarla sottoterra ha un indubbio

costo energetico, e così la resa del carbone (come quella delle altre fonti) può scendere anche considerevolmente, fino ad un meno 10%. Si passa così dal 43 al 33% nelle moderne centrali a carbone, ed ecco che molti motivi di economicità diventano più discutibili. Tutto ciò detto, vale la pena di insistere nella ricerca perché il primo Paese che avrà saputo creare una tecnologia sicura per questa "cattura" assumerà una leadership internazionale di tutto rilievo nel settore. Purtroppo il problema esiste: un kWh da gas metano produce 350 grammi di CO₂, uno da carbone 7-800 grammi. Non è questo l'unico fronte su cui comunque sta lavorando l'industria del carbone: la vera svolta, quella che riqualifica l'intero settore, è nel fatto che le polveri di emissione sono ormai state ridotte quasi a zero con grandi investimenti in tecnologie all'avanguardia. Solo trent'anni fa era impensabile ridurre quasi a zero le emissioni di anidride solforosa, cosa che invece è stato possibile. Lo stesso si spera possa accadere per la CO₂».

E' questo il problema maggiore fra quelli ancora aperti?

«Questo è un problema scientifico, ci sono poi quelli organizzativi e amministrativi. Per esempio il fatto che difficilmente si può fare lo stoccaggio vicino alla centrale. Lo si è fatto a Civitavecchia, dove il carbone viene stoccato in due "duomi" recentemente inaugurati che non disturbano per niente il panorama anzi sono anche suggestivi da guardare.

Altrove non è possibile, per mille motivi, e così i costi salgono. Però molto potrebbe essere fatto. Infine, ultimo ma non minore c'è il problema delle reti».

Le "smart grid"?

«Esattamente. Il carbone ne è "vittima" ma è una questione che riguarda tutte le fonti energetiche e il loro potenziale. Le reti che sostengono un paese moderno sono in grado di regolare in automatico i flussi di elettricità in entrata e in uscita, la direzione dell'energia e il suo concentramento nelle aree e nelle ore a maggiore domanda, la calibrazione delle fonti, lo stoccaggio e la redistribuzione, e via dicendo. Tra l'altro, questo problema interessa proprio le fonti alternative: perché si possano sviluppare maggiormente occorre una rete ben strutturata imperniata innanzitutto sulle grandi centrali tradizionali, a carbone o a gas che siano, che devono essere in condizione di garantire la copertura del carico di base con certezza in ogni secondo dell'anno. L'intermittenza e l'incertezza legate alle fonti solare ed eolica, per evidenti motivi di clima, comportano costi che solo un sistema abbondante con grandi centrali tradizionali può sopportare. Solo con un backbone sicuro, si potranno poi utilizzare al meglio le tante piccole centrali fotovoltaiche che il sistema degli incentivi agevola. E a quel punto si potrà anche superare il punto di svolta della costruzione di impianti rinnovabili che siano economicamente sensati anche senza incentivi. Non

a caso le zone europee meglio "grigliate", cioè con sistemi elettrici funzionanti, sono tutte basate prevalentemente su centrali a carbone. E' così a Drax in Gran Bretagna, nella zona di Colonia e della Ruhr in Germania e anche a Civitavecchia in Italia. Come vedete il ruolo del carbone nel sistema energetico nazionale è destinato solo a crescere nei prossimi anni».