

Rapporto di maggioranza

numero

data

Dipartimento

6091 R1

23 febbraio 2010

FINANZE E ECONOMIA

Concerne

della Commissione speciale energia sul messaggio 9 luglio 2008 concernente la partecipazione dell'Azienda Elettrica Ticinese (AET) ad una società per la realizzazione di una centrale termoelettrica in Germania

INTRODUZIONE

Va da subito precisato che ai sensi dell'art. 5 cpv. 4 della legge istitutiva dell'Azienda Elettrica Ticinese, il limite oltre il quale AET è tenuta a far approvare dal Gran Consiglio i propri investimenti non è definibile in termini quantitativi esatti. Avendo comunque a disposizione in questo caso il tempo e i modi per un processo pubblico e politico di approvazione, l'Azienda si è sottoposta volentieri all'approvazione del Parlamento, quand'anche la sua necessità fosse opinabile secondo la legge.

Occorre aggiungere che su questo oggetto non è proponibile il referendum. Non si tratta infatti di un finanziamento chiesto da AET allo Stato, bensì di un investimento finanziato da AET con mezzi propri, alimentato da propri utili, per il quale viene chiesta un'autorizzazione al Gran Consiglio quale organo di vigilanza politica.

Il Governo ha quindi sottoposto al Gran Consiglio il messaggio in oggetto raccomandandone l'approvazione.

La partecipazione dell'Azienda Elettrica Ticinese (AET) ad una società per la realizzazione di una centrale termoelettrica in Germania è quindi stata valutata dalla Commissione speciale energia sulla scorta delle diverse audizioni dei vertici dell'azienda stessa e del Consiglio di Stato, nonché della documentazione messa a disposizione su questo tema. Di seguito la problematica sarà affrontata prendendo in considerazione il ruolo di AET nell'ambito dell'assetto energetico odierno, con riferimento in particolare alla strategia di approvvigionamento adatta per il nostro Cantone. Successivamente saranno valutati l'assetto societario e gli aspetti finanziari relativi alla costruzione della centrale termoelettrica in Germania. Dopo una descrizione del progetto concreto l'ultimo capitolo sarà dedicato all'impatto ambientale nonché alla sostenibilità della centrale in costruzione.

1. UNA STRATEGIA DI APPROVVIGIONAMENTO ELETTRICO SICURA PER IL TICINO

Ruolo di AET

AET ha quale scopo principale quello di garantire la copertura sul lungo periodo a prezzi concorrenziali del fabbisogno energetico ticinese.

Tenuto conto del quadro legislativo vigente e dell'imminente apertura dei mercati alla concorrenza, l'Azienda cantonale ha negli ultimi anni attualizzato i grandi principi sanciti già negli anni Cinquanta, rendendoli compatibili alla realtà odierna: la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico in termini di quantità, qualità e competitività; lo sviluppo di un centro decisionale indipendente, di primaria importanza per il Cantone; la creazione di un polo di competenza in materia elettrica, tecnica e finanziaria; la valorizzazione del potenziale idroelettrico ticinese e la creazione di sinergie con diversi settori dell'economia cantonale, senza mai dimenticare la gestione commerciale, voluta dalla legge (bassa redditività significa infatti azienda vulnerabile, in particolare in un mercato liberalizzato). Si noti che già in epoca monopolistica Franco Zorzi affermava: "la solidità finanziaria dell'istituto [AET] è la migliore garanzia affinché esso possa servire in funzione economica a favore del paese" (Franco Zorzi, VGC autunno 1963, p. 45).

In questa prospettiva, già nel 1999, AET scartò l'opzione di creare un'alleanza globale con un partner esterno forte, scelto fra le Ueberlandwerke (le sette più grandi aziende elettriche svizzere dell'epoca del monopolio), che de facto avrebbe ipotecato l'indipendenza dell'Azienda (ROMERIO Franco, *50 anni di energia per il Ticino*, p. 118).

In questo contesto, i *vantaggi* di AET risiedevano nella produzione propria a buon mercato e in un portafoglio di approvvigionamento competitivo, in una estesa rete di partner che si stava sviluppando rapidamente, nella possibilità di svolgere un ruolo di cerniera tra Nord e Sud dell'Europa, in una buona situazione finanziaria e nella capacità di adattamento alle nuove situazioni di mercato. I *punti deboli* erano invece rappresentati dalla dipendenza della produzione propria dalla meteorologia del Sud delle Alpi, dalle capacità di cumulo limitate agli impianti Verzasca, Maggia e Blenio (nel caso Maggia e Blenio inoltre anche dalla rigidità dei programmi di produzione definiti dal partner incaricato quale gestore dell'esercizio delle partnerwerke), dalla limitata esperienza commerciale, che andava ricreata in un mercato aperto alla concorrenza, dall'assenza di diritti di transito sulla rete nazionale, in particolare per accedere ai mercati elettrici del Nord delle Alpi, svizzeri ed esteri e dal numero esiguo di clienti.

Per compensare queste debolezze e rispondere adeguatamente alle sfide del mercato, AET ha quindi cercato di diversificare le fonti di approvvigionamento, di accrescere la disponibilità di energia di punta e di sviluppare le fonti energetiche certificate ecologicamente. Nel contempo ha pure cercato di assicurarsi i diritti di transito sulle linee ad altissima tensione e di migliorare le proprie competenze, in particolare nel settore commerciale. Ha valutato di ampliare i propri mercati, diversificare i partner ed aumentare il numero dei clienti. Ha quindi voluto razionalizzare ulteriormente le proprie strutture operative ed infine promuovere collaborazioni puntuali con aziende elettriche attive nel Cantone, nel resto della Svizzera e all'estero.

Piano energetico cantonale (PEC)

Dalle discussioni commissionali su questo tema specifico, come su altri temi, è risultata, unanimemente condivisa, la necessità di disporre di un piano energetico cantonale (PEC). Il PEC è uno strumento d'indirizzo e dovrà essere concepito come un documento al quale fare riferimento per la politica energetica cantonale a medio lungo termine. Dovrà indicare i principi, gli obiettivi strategici e gli indirizzi generali della politica che il CdS intende perseguire nell'ambito energetico e valutare le conseguenze che questa politica avrà sia a livello di sviluppo socio-economico, sia a livello ambientale e climatico.

A questo scopo il CdS ha istituito nell'aprile 2008 un gruppo di lavoro interdisciplinare con il mandato di elaborare una strategia volta all'allestimento di un PEC. Fra gli obiettivi

strategici indicati dal gruppo di lavoro vi sono in particolare l'efficienza e l'efficacia energetica, l'incentivazione della produzione di energia indigena da fonti rinnovabili, la riverzione degli impianti idroelettrici esistenti nel Cantone e l'utilizzo in proprio della forza idrica per il tramite di AET, la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, la sicurezza a lungo termine dell'approvvigionamento, la sicurezza e l'economicità della distribuzione. È in questo contesto che deve essere inserita la richiesta di AET di partecipare alla realizzazione di una centrale termoelettrica in Germania.

L'iter ottimale di approvazione del presente messaggio avrebbe imposto di attendere fino all'approvazione del PEC, in modo da poter valutare questa scelta in un contesto più ampio e meglio definito. Ma i tempi di realizzazione prolungati del piano citato hanno spinto la Commissione a comunque decidere. Non va infatti dimenticato che AET potrà abbandonare la partecipazione alla centrale a carbone attraverso la vendita delle proprie quote entro e non oltre il 31 dicembre 2010.

Energia di punta / energia di banda: giusto equilibrio

È proprio partendo dalla riflessione sul ruolo pubblico di AET e sulla strategia sinora seguita che occorre valutare i parametri di questa importante decisione. Quale deve essere l'apporto dell'azienda elettrica ticinese al nostro Cantone? L'obiettivo di carattere pubblico che AET deve continuare a perseguire è quello di garantire l'approvvigionamento in energia elettrica per il nostro Cantone e quello di mantenere il prezzo dell'energia concorrenziale rispetto alla media europea (e anche rispetto ad altri Cantoni). Si osserva di transenna che nel 2008 AET, direttamente e indirettamente, ha iniettato nell'economia cantonale l'equivalente di oltre 200 mio di franchi all'anno (da una parte fornendo energia ai propri clienti a prezzi ampiamente sotto il prezzo di mercato e dall'altra tramite gli utili ed i canoni d'acqua versati allo stato).

Come può AET continuare a garantire ciò? Da una parte la **garanzia dell'approvvigionamento** può essere raggiunta con la produzione propria o in compartecipazione e con la sottoscrizione di contratti di acquisto a lungo termine. Dall'altra AET riesce a garantire dei **prezzi concorrenziali** grazie ad una giusta composizione tra fonti di energia di banda e fonti di energia di punta e grazie alla loro valorizzazione sui mercati dell'energia.

L'energia di banda è quell'energia che deve essere a disposizione, e quindi prodotta dalle centrali, 24 ore su 24, per coprire il fabbisogno energetico di base. Si contrappone all'energia di punta, ossia quella che deve essere disponibile unicamente quando richiesto e prodotta, per esempio, dalle centrali idroelettriche (ad accumulazione).

Pur puntando sulle energie rinnovabili e sul risparmio energetico, e quindi ritenendo indispensabile esplorare nuove possibilità in questi campi da parte della stessa AET, è illusorio credere che mediante questa via si possa compensare la produzione, ben più consistente, da altre fonti energetiche perché il problema della mancanza di energia di banda non verrebbe comunque risolto.

Il consumo in Ticino raggiunge **2,7 TWh/anno**. A fronte di ciò il fotovoltaico di AET (8 impianti) produce **0,0004 TWh/anno**. L'impianto eolico previsto per il Gottardo ne produrrebbe **0,028 TWh/anno** (per un costo di investimento di 50 mio di fr., AET possiederà una quota del 20%). Occorre quindi essere realisti! Qualsiasi potenziamento del rinnovabile a breve-medio termine non potrà che raggiungere una percentuale modesta del totale del fabbisogno.

AET, oltre che all'accesso ai mercati, necessita come detto di un mix energetico per approvvigionarsi per garantire prezzi concorrenziali all'economia ticinese. Rifiutare la partecipazione in oggetto significa non disporre per il futuro prossimo di una fonte di energia di banda che corrisponde alla media settimanale di consumo di energia di banda nel nostro Cantone. Questo dato non può essere misconosciuto e deve far riflettere. Nelle condizioni di mercato attuali, lo si voglia o no, questo è un elemento fondamentale per il futuro di AET. Non bisogna inoltre dimenticare che dal 2016 ad AET verrà a mancare un importante contratto per la fornitura di 60 MW di energia di banda con Alpiq (0.525 TWh/anno) e che sarà oltremodo difficile trovare un contratto che lo possa sostituire.

Anche qui alcune cifre, dal punto di vista del consumo complessivo. AET commercializza con il trading circa **10 TWh/anno**. La sua produzione propria è di circa **0,8 TWh/anno**. Dalle sue partecipate AET trae altri **0,8 TWh/anno**. Con Lünen (considerando solo il primo blocco) produrrebbe 118 MWh/anno x 7700h/anno = 900'000 MWh/anno che corrispondono a **0,9 TWh/anno**. Quindi AET ha già a disposizione **0,8 + 0,8 = 1,6 TWh/anno**, e con Lünen passerebbe a **1,6 + 0,9 = 2,5 TWh/anno**, ancora inferiore rispetto al consumo ticinese di 2,7 TWh/anno. Il settore del commercio, pur essenziale, non offre alcuna sicurezza in merito all'approvvigionamento. La risorsa propria invece permette ad AET di non essere in balia di altri grossi attori sul mercato.

Ma è dal punto di vista del fabbisogno di energia di banda che ancor più si giustifica la partecipazione in oggetto. Oggi tale fabbisogno per l'approvvigionamento del canton Ticino è di 200 MW. Esso risulta parzialmente coperto dalle partecipazioni termiche nucleari (40MW) e dai contratti a lungo termine (130MW). L'energia mancante viene reperita da AET sui mercati a corto/medio termine.

Seguendo la tendenza in atto negli ultimi anni (sostituzione di energie fossili con energia elettrica, come ad es. pompe di calore), si prospetta un aumento annuo del 2%. Nel 2020 il fabbisogno di banda sarà quindi di 240 MW e nel 2030 di quasi 300 MW. Entro il 2020 nel portafoglio di AET verranno a mancare il contratto Atel (ALPIQ) da 60 MW (2016, come detto) e la partecipazione nucleare del Bugey da 20MW (2018/19). Entro il 2030 nel portafoglio di AET verranno invece a mancare la partecipazione nucleare di Cattenom da 10 MW (2030) e il contratto con EdF da 70 MW (2027).

Pertanto, entro il 2020 AET necessiterà di almeno **80 MW** per coprire il fabbisogno odierno (2010), e di **ulteriori 40 MW** per coprire la crescita strutturale del fabbisogno di banda (2010/2020). Entro il 2020 AET avrà bisogno quindi di nuove partecipazioni per **120 MW**. La partecipazione del 15.7% alla centrale di Lünen (118MW) permetterà ad AET di disporre di un quantitativo adeguato di energia di banda per la copertura del fabbisogno del nostro Cantone.

Il perseguimento dell'obiettivo dell'approvvigionamento e soprattutto di quello del controllo del prezzo dell'energia comportano pertanto il raggiungimento di un obiettivo ancora più importante per AET, ossia quello di una propria indipendenza nell'ambito di un mercato energetico sempre più incerto e imprevedibile.

Provenienza dell'energia acquistata sul mercato (“energia non dichiarata”)

Dal punto di vista tecnico, già oggi una gran parte dell'elettricità che consumiamo proviene dall'Europa e da fonti fossili. Se AET dovesse rinunciare, per motivi politici, alla quota di proprietà della partecipazione riservata, essa dovrà approvvigionarsi di energia di banda sul mercato alle seguenti condizioni:

- acquisto di energia per il fabbisogno ticinese comunque non certificabile e di fonte non dichiarata, dunque inevitabilmente composta da mix europeo di fonti, tipicamente termica (carbone, gas) e nucleare;
- la filiera di valorizzazione dell'energia sarebbe molto corta (ridotta all'acquisto dell'energia) e dunque comporterebbe prezzi più elevati con un riflesso diretto sui costi dell'energia riversati sull'economia ticinese.

Si ricorda che già oggi il 92% dell'energia consumata dal cliente ticinese è di origine "non dichiarata" (e comprende sia il nucleare che il carbone, quest'ultimo si stima oggi in misura del 35%). Inoltre, la conclusione di nuovi contratti bilaterali a tempo determinato con produttori o fornitori presenti sul mercato europeo, non concede alcuna possibilità di controllo diretto sulle modalità di produzione. L'importante differenza della partecipazione diretta alla centrale a carbone di Lünen è data dalla possibilità di approvvigionarsi direttamente da un proprio impianto di produzione di nuova generazione ad un prezzo sicuramente molto più vantaggioso di quello presente sul mercato.

L'importanza del mercato germanico

La Germania ha il maggiore mercato elettrico di tutto il continente e parecchi operatori tedeschi sono da anni importanti partner commerciali di AET. Grazie all'elevata liquidità dei mercati e della borsa elettrica, la Germania è per la maggior parte delle società elettriche elvetiche, e quindi anche per AET, il mercato di riferimento per il commercio di energia elettrica.

Su questo mercato AET svolge da anni la maggior parte delle proprie attività strategiche legate alla copertura del proprio portafoglio. Questa situazione nasce dal fatto che in antitesi al mercato germanico quello elvetico è purtroppo fortemente illiquido a causa del limitato numero di attori e dal poco entusiasmo di quest'ultimi di creare un mercato libero.

Appurato quindi come anche per AET il mercato germanico è il mercato di riferimento, si evince che, oltre al fatto di accedere ad un mercato trasparente, poter disporre anche di un asset di produzione offre ad AET un ulteriore vantaggio.

Ed è proprio il vantaggio derivante dai costi conosciuti dell'asset che offre ad AET la possibilità di utilizzare l'energia di banda prodotta dalla centrale per coprire in modo indiretto il proprio portafoglio. In effetti, avere un importante asset in Germania permette ad AET di essere un importante attore su quel mercato e di compensare in modo importante la mancanza di asset in Svizzera. Nella sua strategia di copertura del portafoglio AET avrebbe la possibilità di vendere l'energia della centrale a carbone in Germania e di riacquistare sul mercato svizzero lo stesso quantitativo venduto in Germania. Ovviamente l'acquisto in Svizzera avverrebbe ad un prezzo superiore a quello di vendita in Germania, ma il margine generato in Germania andrebbe a compensare il maggior costo di acquisto in Svizzera.

Questa partecipazione porterà quindi ad AET due importati vantaggi:

- 1) mantenere la stabilità dei prezzi di vendita sul lungo termine offerti alle aziende di distribuzione ticinesi,
- 2) ottimizzare le attività di copertura del portafoglio nel mercato germanico.

AET lavora da anni sui differenziali di prezzo tra nazioni per la propria strategia di copertura del portafoglio, traendone vantaggi in termini di redditività e di flessibilità. Attuare tale strategia con alle spalle un asset consoliderebbe ulteriormente tali vantaggi.

Inoltre, se AET dovesse rinunciare a questa partecipazione diretta, dovrà approvvigionarsi di energia di banda sul mercato a condizioni peggiori. In futuro si stima che qualora AET

dovesse reperire l'energia sul mercato ciò comporterà un rincaro per il consumatore finale del 15-20%.

A questo proposito vale la pena ricordare che le perplessità sollevate riguardo all'incapacità di AET di trasportare in Ticino l'energia prodotta in Germania non sono invece fondate. A prima vista si potrebbe credere che il trasporto dell'energia dalla Germania alla Svizzera possa essere problematico, ma in pratica non lo è. Va infatti ben distinto il problema fisico del sovraccarico delle reti, che i vari sistemi di regolazione (per la Svizzera Swissgrid), risolvono a monte, dal lato virtuale costituito dal mercato dell'elettricità (borsa dell'energia, ecc.). In questo ambito già oggi AET è un player energetico che da anni opera in tutte le nazioni confinanti con la Svizzera e soprattutto in Germania per la copertura del proprio portafoglio energetico. Un fattore determinante per operare sul mercato germanico è dato dall'alta liquidità dei prodotti commerciabili, anche con un orizzonte di 5 anni. Avere quindi asset produttivi in Germania risulta per AET un notevole vantaggio e non un problema sia per il fatto che come detto ci troviamo nel mercato di riferimento della nostra Azienda, sia per il fatto di decentralizzare la produzione.

Le limitazioni fisiche dell'import dell'energia in Svizzera vengono inoltre superate con la sottoscrizione di contratti di location Swap (ovvero la vendita in Germania e l'acquisto in Svizzera del medesimo quantitativo di energia con la stessa controparte).

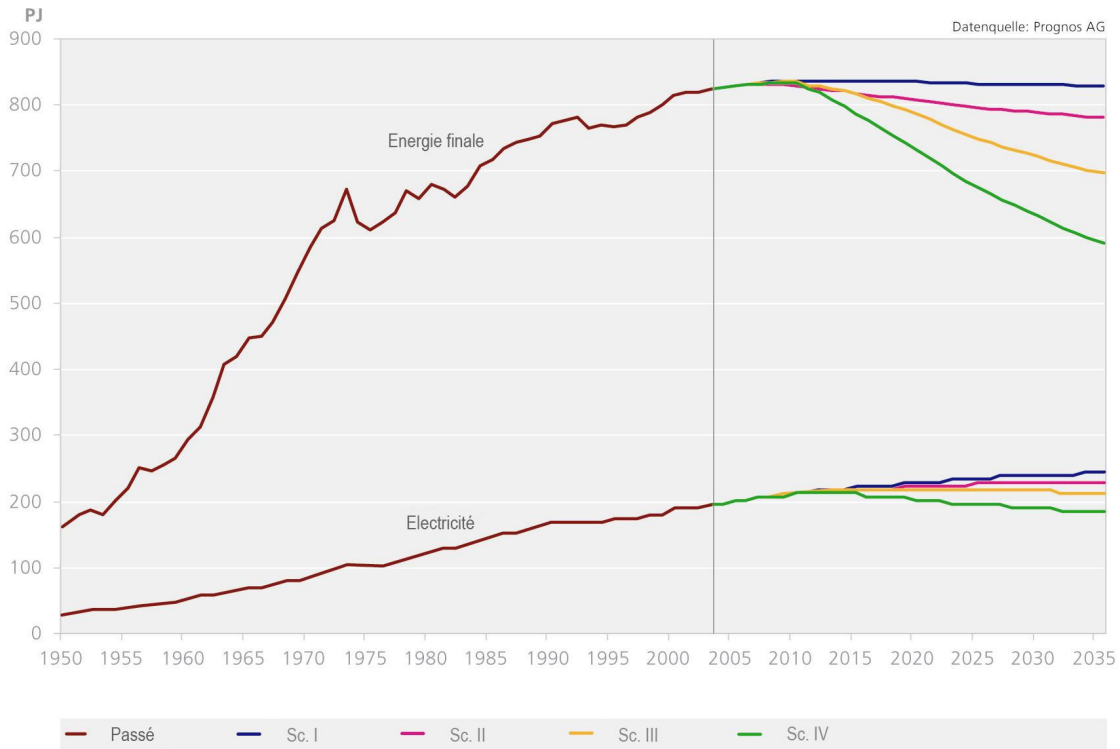
Non va poi dimenticata la possibilità per AET di trasportare in Svizzera l'energia (tramite la partecipazione alle aste delle capacità alle frontiere) dalla Germania o dall'Austria (anche se in maniera limitata) oppure, in determinati periodi dell'anno, dall'Italia.

In conclusione per il portafoglio di AET è molto più importante avere un asset produttivo, rispetto alla sua localizzazione geografica (anche se naturalmente la Svizzera risulterebbe la locazione ottimale). In Svizzera purtroppo AET non ha trovato e neppure troverà in futuro valide alternative a questa opportunità necessaria per la copertura sul lungo periodo a prezzi concorrenziali del fabbisogno ticinese.

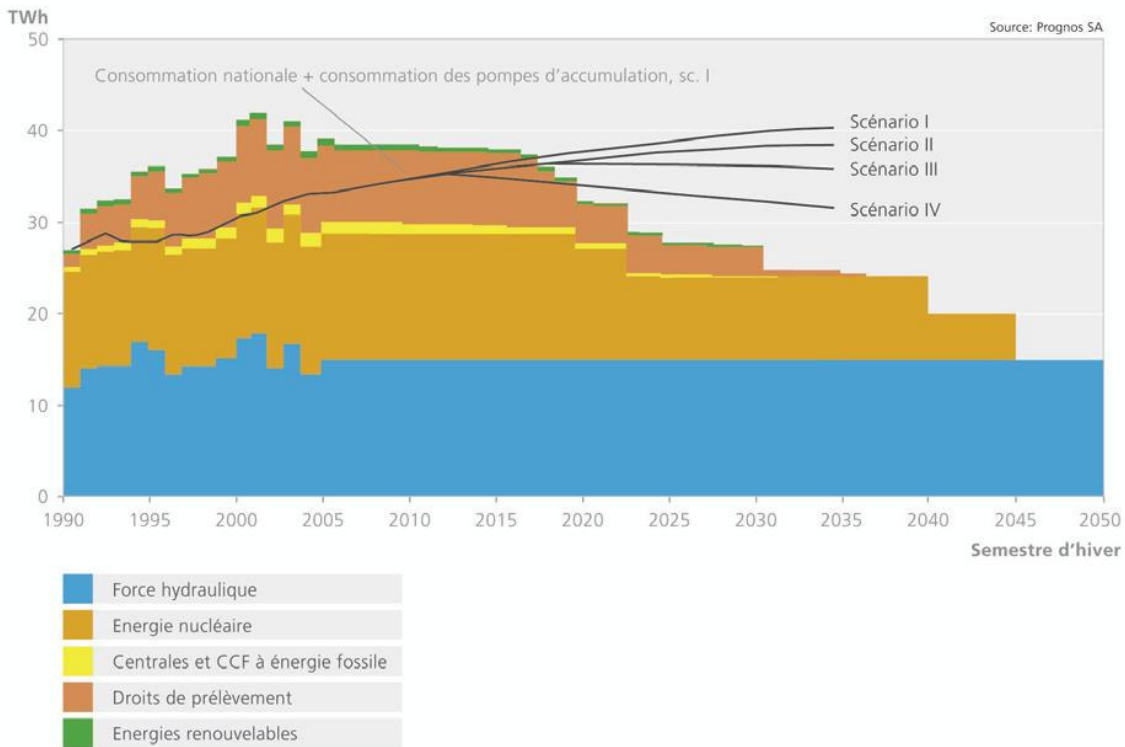
Risparmio energetico

Relativamente al risparmio nell'ambito del consumo occorre dare prova di realismo. Con tutte le misure che potranno essere adottate, una riduzione drastica del consumo a breve medio termine non è possibile! Certamente occorre perseguire con decisione questa direzione. Un miglioramento appare possibile, anche sostanziale, ma è illusorio credere che si riesca a diminuire il consumo di energia elettrica. Di qualche mese fa' è la notizia che l'anno scorso in Svizzera è stato raggiunto un nuovo record di consumo di energia. Sarebbe già molto se si riuscisse a tenerlo costante. E allora il tema dell'approvvigionamento diventa fondamentale, soprattutto per un'azienda statale come AET, che si pone gli obiettivi di cui sopra, di fatto vitali per l'azienda stessa. Certo pensando al lungo termine occorre perseguire con decisione l'obiettivo del risparmio energetico, ma AET, oggi come oggi, deve garantirci l'energia di cui noi tutti necessitiamo (si pensi che solo la rete internet comporta un consumo di 30'000 MW, equivalenti alla potenza di 20 centrali nucleari della dimensione di quella di Leibstadt!).

Anche a livello federale sono stati elaborati svariati scenari relativamente al risparmio energetico. Si parla in particolare della società a 2'000 W. Si noti che la potenza del consumo attuale ammonta a 5'000 W. Di cui solo 1'000 W di elettricità, e la parte rimanente proveniente da altre fonti. Il raggiungimento della soglia dei 2'000 W, secondo tutte le proiezioni, anche le più restrittive, non comporterebbe comunque una diminuzione del consumo di energia elettrica (ad esempio a causa della sostituzione dei veicoli a benzina con veicoli elettrici).



Previsione del consumo energetico in Svizzera (quattro scenari)



Previsione del consumo di energia elettrica in Svizzera (quattro scenari) vs. produzione nazionale

Anche secondo questi drastici scenari di risparmio energetico, l'orizzonte temporale da prendere in considerazione prima del raggiungimento delle relative soglie di consumo appare di medio-lungo termine. In altre parole, sarà impossibile constatare effetti concreti di una simile politica ancora per diversi decenni. Ed è proprio questo l'orizzonte temporale che deve essere preso in considerazione per valutare la necessità della partecipazione alla centrale di Lünen. La stessa entrerà in funzione già tra 3 anni, per questo la partecipazione valutata da AET assume senso e importanza.

Energie rinnovabili

Anche per la maggioranza della Commissione energia appare fondamentale perseguire l'implementazione di impianti per la produzione di energie rinnovabili. Si è in particolare consci del fatto che gli ambiti esplorabili nel campo delle fonti rinnovabili sono ancora numerosi, e che il quantitativo di energia proveniente da questi vettori è ancora insufficiente. Vi sono studi che dimostrano come l'intero fabbisogno di energia potrebbe essere coperto da questo tipo di produzione.

Tuttavia, lo scarto esistente tra il quantitativo di energia proveniente da fonti rinnovabili prodotta oggi e queste proiezioni comporta, anche in questo caso, la valutazione di un orizzonte temporale entro il quale porci l'obiettivo di un incremento di questo tipo di produzione. Per sostituire un quantitativo produttivo equivalente alla partecipazione di AET a Lünen (come detto di 0.9 TWh/anno), l'orizzonte temporale da considerare risulta certamente di medio-lungo termine (anche solo per la realizzazione di nuovi impianti).

Si ricorda che il fondo alimentato dai cittadini (consumatori finali) di tutti i cantoni, di quasi fr. 250 mio (dal Canton Ticino vengono versati 15 mio di fr.) appena previsto dalla nuova legge federale sull'approvvigionamento elettrico e destinato a pagare il surplus di prezzo dell'energia rinnovabile (quindi destinato ad incentivare le energie rinnovabili) è già da qualche mese esaurito. Di conseguenza diversi progetti sono di fatto bloccati. Ciò è in buona parte dovuto al costo di produzione di queste energie, ancora molto elevato rispetto ai vettori più inquinanti (ad esempio il costo di produzione nel fotovoltaico raggiunge i 55 cts kWh, mentre che per la centrale a carbone raggiunge i 8 cts kWh).

Ma un ulteriore elemento di valutazione relativamente ad un approvvigionamento fondato sulle energie rinnovabili è quello legato al tipo di energia prodotta. Non si tratta di energia di banda, ossia di energia prodotta costantemente 24 ore su 24. La sicurezza dell'approvvigionamento elettrico non è soltanto legata al quantitativo di energia da recuperare in funzione del fabbisogno, ma anche e soprattutto al fatto di garantire il giusto equilibrio fra energia di banda ed energia di punta sulla rete di distribuzione. Uno squilibrio in questo senso comporta difficoltà enormi di gestione della tensione sulla rete, e quindi il serio rischio di Black-out energetici. Un grosso quantitativo di energie rinnovabili immesso nelle reti, comporta la necessità di una fetta altrettanto importante di energia di banda per equilibrare e compensare la tensione in caso di ammanco.

L'implementazione di innumerevoli parchi eolici in Germania, ad esempio, comporta già seri problemi a livello di gestione della rete. La produzione eolica in Germania raggiunge attualmente circa il 20% della produzione totale. Proprio per questo motivo, ad esempio in caso di mancanza di vento, la produzione di energia in Germania subirà repentini e drastici sbalzi, comportando la necessità di "pompare" energia di regolazione da altre fonti, e provocando una sollecitazione delle reti di trasporto di fatto oggi non ancora sostenibile (colli di bottiglia).

Ciò detto la maggioranza della Commissione ritiene che AET debba continuare ad impegnarsi sul fronte della produzione di energie rinnovabili, come peraltro già sta

facendo, nell'obiettivo di aumentare la quota di produzione proveniente da questi vettori. Ma ritiene altresì fondamentale la partecipazione in oggetto, per le ragioni sopra esposte, nonché per il fatto che la stessa influirebbe direttamente sulla solidità finanziaria dell'Azienda, in fondo unica vera garanzia per gli ulteriori investimenti da effettuare in questo importante settore. Si noti che nella strategia presentata a luglio 2008, AET si è impegnata ad investire almeno 200 milioni di franchi in progetti da fonti rinnovabili.

Perché partecipare alla centrale di Lünen?

Assodato che per AET sia pienamente condivisibile e necessario disporre di un quantitativo significativo di energia di banda come quello relativo alla partecipazione di Lünen (diretta e non mediata), ci si potrebbe porre la domanda relativamente all'esistenza di alternative rispetto al carbone.

Per questi volumi di produzione di energia di banda vi sarebbe ad esempio il nucleare, ma la condivisione e il consenso popolare rispetto a questo vettore energetico appaiono assai deboli. Altra alternativa è quella delle centrali a gas. Ma lo stesso proviene da paesi che secondo le loro esigenze non esitano a prendere misure che su una scala di intensità passano dalla chiusura dei rubinetti delle condotte, all'utilizzo vero e proprio delle armi. Per questioni geopolitiche, quindi, anche questa fonte energetica appare poco sicura.

La grossa fetta di energia di banda che potrebbe entrare nel portafoglio produttivo dell'Azienda e il fatto di poter disporre di energia a prezzo di produzione, sostanziano come detto la partecipazione alla centrale di Lünen. Per AET, quindi, questa scelta va nella direzione di una propria autonomia nel settore, in un momento in cui le nuove prospettive di riorganizzazione del mercato energetico, vedono grossi attori sul campo fagocitare numerosi piccolo-medi attori, incapaci di resistere appunto perché meno indipendenti. Questa prospettiva favorirà il mantenimento di un ruolo forte di AET anche nei confronti dei distributori finali, che si sono finora rivolti all'Azienda cantonale proprio grazie alla capacità della stessa di vendere energia a prezzi estremamente concorrenziali. Se si vuole che AET continui ad essere anche per il futuro un punto di riferimento per il settore della distribuzione, a tutto vantaggio del consumatore finale e di tutta l'economia ticinese, la partecipazione alla centrale di Lünen diventa un tassello fondamentale nell'ambito della politica di approvvigionamento dell'azienda stessa.

2. ASSETTO SOCIETARIO E ASPETTI FINANZIARI

Situazione societaria

Nel 1999 è stata fondata la Trianel European Energy Trading GmbH (TEET), società che ha quale scopo l'unione delle forze di varie società locali di distribuzione elettrica (27 aziende distributrici di energia) nell'intento di raggiungere una massa critica necessaria ad agire concordemente nel commercio. Tramite la società Entko ed accordi di partnership come quello siglato nel corso del 2005 con AET, la Trianel ha creato un legame strategico con altre 60 Stadtwerke in Germania, Austria, Svizzera, Francia e Spagna.

Nel 2004, con 28 Aziende comunali suoi partner, la TEET ha fondato la Trianel Power Kraftwerk Hamm-Uentrop GmbH & Co. KG, (TPH), società che si è occupata di progettare, costruire, e quindi gestire (dal 2007) una centrale a gas a ciclo combinato da 800 MW.

Alla stessa stregua, nel settembre del 2006 è stata creata una nuova società, la Trianel Power Kohlekraftwerk GmbH & Co. KG (TPK, nel frattempo divenuta TKL, Trianel Kohlekraftwerk Lünen), per la costruzione di una centrale termoelettrica a carbone di 750 MW con l'opzione di costruire una seconda centrale con le stesse caratteristiche, visto che la richiesta totale di potenza è superiore alla disponibilità di un solo impianto. È in questo contesto che si inserisce la partecipazione di AET, nella misura del 15.76%, oggetto del messaggio governativo.

Per lo sviluppo, la progettazione e la costruzione è operativo un gruppo di persone con a capo due capi progetto che si basano su una struttura che viene rafforzata in base alle necessità delle varie fasi di realizzazione dell'opera.

I capi progetto riferiscono e rispondono direttamente all'assemblea dei soci in cui ogni società del consorzio delega un proprio rappresentante. Le riunioni si svolgono a scadenze (flessibili a dipendenza delle urgenze dei temi da trattare) solitamente mensili.

AET partecipa a tutte le riunioni di assemblea con un proprio rappresentante.

Per approfondire e coadiuvare il gruppo di progetto sono inoltre state nominate dall'assemblea dei soci delle apposite commissioni (finanziaria, gestione contratto EPC,...).

La maggioranza della Commissione auspica che AET possa ricoprire un ruolo di primo piano nella conduzione della società di gestione dell'impianto. Appare in particolare opportuno che l'Azienda possa essere coinvolta direttamente nell'organo esecutivo della stessa società, disponendo di almeno un seggio nel futuro team di gestione.

Quote di capitale e disponibilità di potenza

La quota di partecipazione alla società di scopo corrisponde alla parte di potenza a disposizione. Su una potenza, fissata dagli standard costruttivi del produttore, di 750 MW, con la realizzazione di una sola linea produttiva la fetta di potenza a disposizione di AET ammonterebbe a 118 MW.

Nel caso venissero realizzati entrambi i blocchi la potenza disponibile risulta invece di 1'500 MW. In questo ambito, a contingente disponibile già esaurito dalle richieste degli attuali partner, AET ha dichiarato il suo interesse ad aumentare la sua capacità a 200 MW distribuiti sui 2 blocchi.

Pertanto la quota utile di AET varia da 118 MW (15.76% di 750 MW) nel caso di un blocco, a 200 MW (13.66% di 1'500 MW) nel caso di realizzazione del secondo blocco.

Condizioni contrattuali

Pregi della struttura prescelta, ossia la GmbH & Co KG, sono la flessibilità del contratto che lega i partner ed una facile trasmissione delle partecipazioni alla società, senza necessità di atti notarili. Oltre all'accordo societario (Gesellschaftsvertrag), le parti sono pure legate da un contratto di consorzio (Konsortialvertrag), a precisazione di diritti e obblighi eccedenti quelli sanciti nel contratto base.

La struttura societaria adottata (GmbH & Co KG, società a garanzia limitata mista a una società in accomandita) è ampiamente utilizzata in Germania. Si tratta di una forma particolare di società in accomandita (KG). A differenza della società in accomandita tipica, il socio personalmente responsabile (cosiddetto Komplementär) non è una persona

fisica, bensì una società a garanzia limitata (GmbH). Questa struttura societaria ha lo scopo di escludere o perlomeno limitare i rischi di responsabilità dei soci.

La socia GmbH accomandataria può partecipare alla KG con tutto il suo patrimonio oppure con una parte di esso. Essa può anche rinunciare a una quota di partecipazione, di modo che la sua prestazione si limita all'assunzione della gestione degli affari e alla responsabilità personale. Il socio accomandante (p.es. AET) deve invece conferire obbligatoriamente una quota di partecipazione la quale non deve necessariamente corrispondere alla somma accomandata iscritta a registro di commercio (nei limiti della quale egli risponde personalmente).

Con il conferimento della quota di partecipazione dovuta si estingue la responsabilità del socio accomandante. La GmbH accomandataria risponde per contro con tutto il suo patrimonio. Ciò disinnescava di fatto la responsabilità illimitata per i soci accomandanti.

Il rischio di AET si limita pertanto alla somma accomandata iscritta a registro di commercio. In relazione al capitale garantito da AET, secondo il diritto tedesco un socio accomandante (quale lo è AET nella società che sta costruendo e poi gestirà l'impianto di Lünen) garantisce per la somma per la quale è iscritto nel registro di commercio. In questo caso si tratta del **20% della parte di capitale proprio versato**, questa quota è anche chiamata Kapital I.

La somma per cui AET è garante verso creditori in caso di fallimento della società è pari a **€ 4'686'722,28**. Ciò corrisponde al 20% del capitale proprio versato da AET, ossia € 23'433'611,40 (somma registrata quale partecipazione a bilancio, a cui vanno ad aggiungersi € 219'558 registrati direttamente nei costi d'esercizio a conto economico).

Particolare preoccupazione ha destato il tema della eventuale responsabilità di AET come organo di fatto della TKL. Verso l'esterno, infatti, qualora AET fungesse da organo di fatto della società, potrebbe in teoria sorgere un problema di responsabilità per questo titolo. Secondo un parere giuridico fornito alla nostra Commissione, la questione può tuttavia rimanere aperta. Ciò, sia perché AET, per quanto abbia una fra le partecipazioni più consistenti, rimane comunque minoritaria nelle decisioni sociali, sia per il fatto che la gestione della TKL compete alla GmbH e non ai soci accomandanti (fra i quali figura appunto AET). Giova inoltre ricordare che la responsabilità dell'organo di fatto rappresenta l'eccezione alla regola.

Con la sottoscrizione degli accordi di cui sopra e divenendo socio accomandante, il partner assume l'obbligo di finanziare l'intera fase progettuale, proporzionalmente alla propria quota ed a ritirare il corrispondente quantitativo di energia (in modo simile alle partnerwerke svizzere). Ogni socio è rappresentato in seno all'assemblea proporzionalmente alle quote da esso detenute nella società.

La cessione delle quote a soggetti terzi presuppone il consenso da parte della maggioranza dei soci. In caso di cessione a società controllate o controllanti la cedente, rispettivamente ad altri partners di TKL, non vi è necessità di tale consenso. D'altro canto, in caso di consenso, i soci hanno un diritto di prelazione sulle quote oggetto della vendita.

Dopo la concessione della licenza di costruzione, la società di scopo ha proceduto alla delibera dell'aumento di capitale per dare avvio alla costruzione dell'impianto. Le condizioni contrattuali prevedono che, una volta deliberato l'aumento di capitale, i soci che non partecipano al medesimo possono essere obbligati alla cessione della loro quota, il prezzo di cessione essendo determinato in base al valore contabile al momento della vendita (che può essere anche sensibilmente inferiore al valore di investimento iniziale).

AET ha così dovuto partecipare all'aumento di capitale, prima dell'approvazione della partecipazione in Gran Consiglio.

Per questo motivo AET ha però ottenuto un trattamento differenziato nei termini seguenti. Nella misura in cui la partecipazione in narrativa non ottenesse l'avvallo del Parlamento, AET avrà la facoltà di cedere le proprie quote a terzi. Tale cessione non può essere rifiutata dalla maggioranza dell'assemblea se non per valide ragioni, quali la messa in pericolo finanziaria del progetto, rispettivamente se la parte acquirente non fosse simile agli altri soci (con partecipazioni pubbliche/comunali). La facoltà di vendita delle quote è valida sino al 31.12 del secondo anno successivo alla delibera di aumento di capitale, nel nostro caso, dunque, sino al 31.12.2010. Permane il diritto di prelazione degli altri soci.

Dalle informazioni fornite dalla dirigenza dell'AET, visto che gli importi investiti in Germania sono in Euro, e visto che in questi anni il cambio Euro/Franco ha subito parecchi scossoni, nel caso di cessione vi sarebbe una differenza nel tasso di cambio che oggi gioca a sfavore di AET. Occorrerebbe anche tener conto delle spese di transazione e anche degli interessi cumulativi maturati in questi tre anni. L'azienda ha quindi calcolato che se oggi dovesse cedere la sua partecipazione per un importo pari a quanto investito (al 31.12.2008 equivalente a 23'433'611 Euro) perderebbe tra i 2 e i 2.5 mio di Euro, ossia il 10% del capitale proprio investito nel progetto. Se tuttavia riuscisse a vendere ad un prezzo superiore ai 27 mio di Euro (al cambio Euro/Franco attuale) coprirebbe tutte queste spese e non avrebbe quindi nessuna perdita.

Costi e finanziamento

Il preventivo globale dei costi per la realizzazione di un blocco ammonta a 1'400 mio di Euro. Nel caso di realizzazione del secondo blocco si calcola che i vantaggi finanziari legati al sito e quelli dovuti alla ripetizione del progetto siano annullati dall'aumento dei costi di fornitura delle componenti. I costi di investimento specifici ammontano pertanto a 1'850 Euro/kW, in linea con i valori attuali per impianti di questa tecnologia.

Il finanziamento del primo blocco è previsto tramite un pool di istituti finanziari per il 90%, e con l'apporto di capitale da parte dei partner unicamente per il restante 10%, che però risulta il primo in ordine di tempo a dover essere versato.

Per quanto concerne il finanziamento del secondo blocco, viste le attuali condizioni finanziarie a livello internazionale, appare difficile prevedere una quota di capitale proprio del 10%. Prudenzialmente le proiezioni effettuate tenevano però già conto di una quota equity del 10/20% per la variante massima relativa al secondo blocco. L'Azienda chiede quindi di poter garantire un impegno finanziario fino a concorrenza massima di 56 milioni di Euro (ipotesi dei due blocchi).

A fine 2006 AET ha elaborato un piano di liquidità per valutare la sua capacità finanziaria per i 10 anni seguenti. Quel piano, che nella sua variante massima prevedeva nel periodo 2005-2011 investimenti totali per 475 mio CHF oltre che ai costi per il rinnovo e potenziamento degli impianti AET, indicava che la struttura del capitale dell'Azienda non avrebbe superato la soglia del 50% di capitale proprio / 50% capitale terzi, rimanendo così in linea con il benchmark del settore elettrico svizzero. AET è peraltro già stata contattata da altre Aziende interessate ad acquistare opzioni di fornitura su lungo periodo legate a questo impianto in Germania.

La maggioranza della Commissione energia non si oppone di principio alla partecipazione in oggetto, soprattutto in relazione alle necessità energetiche del nostro Cantone. Ciò con particolare riferimento alle indicazioni relative al consumo energetico sino al 2020 e alla

scadenza dei contratti di fornitura di energia di banda con ALPIQ (60 MW nel 2016) e del Bugey (20 MW nel 2018/19). Come detto, entro il 2020 AET avrà quindi bisogno di nuove partecipazioni in energia di banda per **120 MW**. Per questo motivo, e per sottolineare ancora una volta la necessità di percorrere, nel limite del possibile, la via dell'approvvigionamento energetico anche mediante fonti rinnovabili, la Commissione propone l'approvazione da parte del Gran Consiglio unicamente della quota già investita riferita al primo blocco (23'433'611 Euro relativi alla Centrale di Lünen per una potenza di 118 MW, somma portata a 24'000'000 Euro per coprire eventuali ulteriori spese da riconoscere unicamente se necessarie).

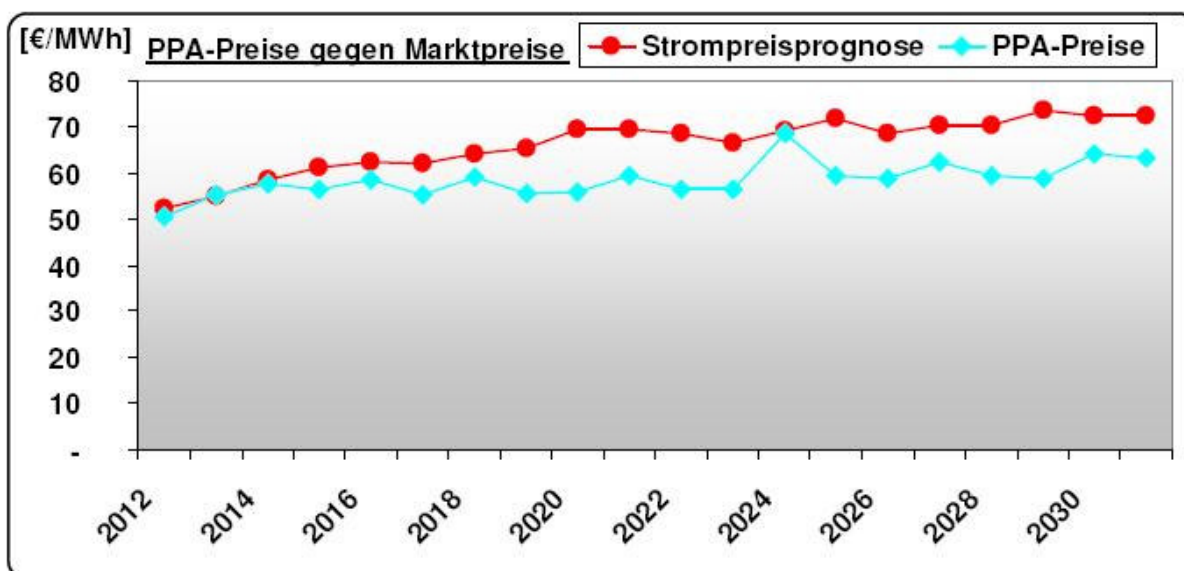
Costi di ripresa dell'energia rispetto ai prezzi di mercato

I costi finanziari di ripresa dell'energia dalla centrale di Lünen saranno composti dagli ammortamenti annuali e dagli interessi relativi al capitale bancario prestato.

È previsto un periodo di ammortamento di 20 anni a partire dall'entrata in esercizio commerciale dell'impianto (fine 2012).

Il tasso di interesse è variabile e legato al tasso Euribor. Il margine per il consorzio è a sua volta variabile e andrà aumentando nel corso degli anni (su un capitale in prestito in costante diminuzione grazie agli ammortamenti). Va infatti ricordato che dopo la scadenza di 20 anni i costi finanziari del credito bancario saranno estinti. Il prezzo del prelievo dell'energia subirà pertanto un sensibile adeguamento verso il basso.

Secondo la previsione del costo dell'energia elettrica sul mercato tedesco, EEX, il costo di ripresa dell'energia dalla centrale di Lünen per AET risulta costantemente inferiore al prezzo di mercato, ciò anche oltre il 2030 (v. grafico che segue). Il costo di ritiro dell'energia dall'impianto risulta infatti essere di 51 €/MWh durante il primo anno d'esercizio (2013) per poi aumentare progressivamente fino a 64 €/MWh dopo 20 anni d'esercizio (2032).



Osservazioni:

- La "Strompreisprognose" è la previsione del costo dell'energia elettrica sul mercato tedesco (EEX), che risulta inferiore rispetto al costo in Svizzera.

- Il PPA Preise è il prezzo di ripresa dell'energia per AET secondo il contratto di acquisto (Power Purchase Agreement) sottoscritto tra i soci della società e la società stessa (sostanzialmente paragonabili ai costi di produzione)
- La punta del 2025 è dovuta a una produzione limitata causata da un intervento di manutenzione prolungato

Business Plan

Anche sulla base del business plan elaborato da AET risulta la sostenibilità finanziaria del progetto. In particolare il progetto è stato valutato prendendo principalmente in considerazione quattro indicatori economico/finanziari: il NPV (Valore attualizzato netto); il IRR di progetto (tassi di rendimento interno del progetto); il IRR di equity (tasso di rendimento interno capitale proprio); il ROE (Return on Equity o redditività del capitale proprio). Questi i risultati di valutazione di AET:

NPV:	10.5 mio Euro
IRR di progetto	6.75%
IRR di equity	9.41%
ROE	tra 4.31% (1° anno) e 19.20% (ultimo anno)

Anche da un confronto tra il margine operativo risultante dall'esercizio del parco centrali a carbone con quello delle centrali a gas, risulta come le centrali a carbone continuano a rimanere basilari nella definizione del prezzo dell'energia elettrica sul mercato germanico. Avere una capacità produttiva di questo tipo nel proprio portafoglio risulta quindi anche da questo punto di vista essenziale.

3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Caratteristiche generali

La prima caratteristica innovativa della centrale di Lünen risiede nell'aumento dell'efficienza produttiva. In linea con le più moderne centrali a carbone, essa presenta un rendimento elettrico di circa il 45-46%. L'effetto principale di questo sensibile miglioramento consiste in una conseguente diminuzione delle emissioni di CO₂ di circa il 20% rispetto agli impianti attualmente già funzionanti.

Lo schema esemplificativo riportato dal messaggio governativo a pagina 15 fornisce una descrizione sufficientemente esaustiva del funzionamento di una centrale a carbone.

La taglia tipica di una centrale a carbone si aggira sui 750-800MW.

Da sottolineare pure che il progetto prevede una porzione di terreno riservata all'installazione, in futuro, di un impianto di immagazzinamento del CO₂ (comunemente noto come CCS - Carbon Capture and Storage). Allo stato attuale si spera di avere a disposizione una tecnologia di cattura e stoccaggio del CO₂ che potrà essere applicata su scala industriale nel giro di 12-15 anni.

Il progetto

Partecipando alla società di scopo, TKL, AET partecipa alla realizzazione di almeno un impianto a carbone con un blocco di ca. 750 MW. Eventualmente si prospetta di realizzare un secondo blocco nello stesso sito o in siti differenti.

Sono quindi stati individuati due siti per la costruzione dei due blocchi. Il primo si trova a Lünen, sulle rive del canale Datteln-Hamm che si collega direttamente al Reno (facilitando il trasporto del carbone e costituendo un importante aspetto positivo anche per la logistica durante la fase di costruzione). Per il secondo blocco si è invece scelto un terreno ubicato all'interno del parco tecnologico dell'industria farmaceutica Bayern Industry Services, di proprietà della Bayer AG, ad Uerdingen, sempre nella zona della Ruhr e direttamente posto sulle rive del Reno, nei pressi della città di Duisburg.

La premessa per poter costruire a Uerdingen è la cessione a Bayern Industry Services (BIS) di un equivalente di 200MW elettrici, sottoforma di elettricità oppure di energia termica (vapore) che serve a Bayer per i propri processi industriali (la centrale termoelettrica stessa sarebbe ubicata all'interno del parco industriale di BIS, usufruendo di notevoli sinergie sia per la logistica che per i servizi tecnici).

Evoluzione e stato attuale del progetto

Come detto, nel mese di settembre 2006 è stata creata la società di scopo "Trianel Power Projekt gesellschaft Kohlekraftwerk mbH & Co. KG (ora TKL).

Nel Comune di Lünen, al centro della regione della Ruhr, TKL si è assicurata il sito per la costruzione di un primo blocco di centrale.

Nel 2006 il consiglio comunale di Lünen (composto da rappresentanti CDU, SPD, liberali, verdi e due liste civiche) ha approvato all'unanimità la partecipazione della Azienda municipalizzata di Lünen (Stadtwerke Lünen), che si occupa tra l'altro di produzione e distribuzione di energia elettrica, a partecipare alla società TKL per la costruzione dell'impianto termoelettrico a carbone. In successive votazioni riguardanti lo stesso impianto si è sempre schierata una maggioranza di almeno l'80% dei rappresentanti in consiglio comunale (le fazioni CDU, SPD e FDP) a sostegno del progetto. Per questo, già nel corso del mese di giugno 2007 è stata inoltrata la relativa domanda di costruzione presso il governo regionale.

Nel corso del mese di aprile 2007 si è proceduto al primo aumento di capitale per un importo di 13 mio di Euro necessario alla riservazione delle componenti strategiche. Allo scopo di rispettare i tempi previsti per la messa in esercizio dell'impianto, nell'ambito della trattativa per la prenotazione di queste componenti l'assemblea dei soci della TKL ha allora incaricato la direzione di progetto di elaborare un accordo che definisse già i parametri fondamentali del contratto di EPC (in pratica il contratto di costruzione chiavi in mano della centrale). Ciò soprattutto per evitare di trovarsi in seguito in una posizione di debolezza nelle trattative con le ditte offerenti. A seguito di queste decisioni è stato sottoscritto da TKL un accordo di EPC che comprende anche la prenotazione delle componenti critiche per una simile tipologia di centrale elettrica con SIEMENS Power Generation (SPG). La partecipazione di AET al suddetto aumento di capitale è stata proporzionale alla sua quota del 15.76%.

Nel mese di marzo 2008 è poi stato possibile sottoscrivere l'accordo di finanziamento del primo blocco con un pool di banche. Questo prevede il finanziamento ad interessi di mercato di ben il 90% dell'investimento per una durata di 25 anni.

La Licenza di costruzione è stata ottenuta nel maggio 2008 (Vorbescheid und 1. Teilgenehmigung (Baufeldfreimachung)", datato 06.05.2008). La costruzione del primo blocco è iniziata nel corso del mese di settembre 2008.

Alla fine del secondo trimestre 2009, erano in corso lavori di opere civili ed erano stati iniziati i primi lavori di carpenteria e infrastruttura metallica, in particolare:

- Palificazioni terminate
- Costruzione torre di raffreddamento in corso
- Costruzione dell'edificio del gruppo di pompaggio acqua di raffreddamento in corso
- Edificio per alloggiare il gruppo elettromeccanico: terminata la prima torre di alloggio delle scale e accessi ai vari livelli, la seconda torre è in costruzione (livello 35 m), fondamenta livello 0 terminato, costruzioni di carpenteria metallica iniziate
- Edificio per alloggiare la caldaia: terminata la prima torre di alloggio delle scale e accessi ai vari livelli
- Costruzione edificio quadri e interruttori elettrici in corso
- Costruzione struttura scarico e lavorazione carbone: lavori di scavo terminati, palificazione in corso

Ulteriori aggiornamenti anche in linea (webcam) sullo stato dei lavori, si possono trovare sotto: <http://www.trianel-kraftwerk-luenen.de/home/index.php>

Nel frattempo TKL ha individuato il secondo sito potenziale per la realizzazione di un secondo blocco di centrale a Uerdingen (città di Krefeld). A questo proposito si ricorda che il progetto per il secondo blocco ha ricevuto il consenso della giunta municipale di Krefeld (città in cui si trova il terreno su cui sorgerà l'impianto). Contemporaneamente prosegue il lavoro di sviluppo del progetto. La domanda di autorizzazione presso le autorità regionali sarà inoltrata nel corso dell'estate. Nei mesi estivi 2010 vi sarà la decisione definitiva sulla costruzione o meno di questo impianto dopo avere esaminato l'autorizzazione concessa e avere trattato il contratto di fornitura EPC e il finanziamento del progetto stesso. La pianificazione prevedeva la costituzione della società e la progettazione tra il 2006 e il 2007, la decisione di costruzione entro metà 2008, la messa in esercizio del primo blocco entro metà 2012. Di pari passo il secondo blocco prevede uno sfasamento nelle varie fasi progettuali e operative di circa due anni e mezzo.

4. IMPATTO AMBIENTALE E SOSTENIBILITÀ

Procedura seguita e valutazioni

Alle delucidazioni già fornite dal messaggio governativo a pp. 11 e 12, si aggiungono le seguenti considerazioni. La relativa legge tedesca che contempla i limiti di immissione di un impianto industriale e nel caso specifico della centrale a carbone Trianel, è la Bundes Immissionsschutz Gesetz (BImSchG). Va detto che la legge contempla le immissioni ovvero, per definizione, l'elaborazione dei dati di emissione che vengono rielaborati e scaturiscono dai livelli di ricaduta delle sostanze nocive (NOx, CO, PM, ...) al suolo. Quanto ricalcolato su diversi punti nelle zone circostanti l'impianto verrà poi opportunamente monitorato dalle competenti autorità quando esso sarà messo in esercizio.

Le simulazioni di immissioni presentate nel rapporto di impatto ambientale consegnato alle autorità in fase di richiesta di autorizzazione sono sintetizzate nella documentazione allegata alla decisione di accordare l'autorizzazione. Nel caso specifico la competenza per rilasciare l'autorizzazione a costruire e gestire la centrale è della Bezirksregierung Arnsberg (Governo circondariale di Arnsberg).

Vengono qui riprese (traducendole) le motivazioni della succitata autorizzazione:

"In base alla procedura che rileva le previsioni di ricaduta di sostanze nocive nella procedura di previsione di immissioni, la cui plausibilità è stata controllata dall'ufficio competente, si rileva che non vi sarà nessun pregiudizio o danno alla comunità e al vicinato ai sensi del § 5 cpv .1 nr. 1 del BImSchG.

Ciò è pure supportato dalla determinazione di limiti soglia - quando necessario - nella procedura di autorizzazione.

Anche i risultati dei calcoli di diffusione dimostrano che la propagazione di immissioni apportate dall'impianto sul territorio si trovano sotto la soglia di rilievo rispetto alla situazione preesistente." (fine citazione, pp 165 e 166 Vorbescheid zur Errichtung und zum Betrieb eines Steinkohlekraftwerks in Lünen)

Valutazione delle emissioni di CO₂

Con lettera del 17.12.08 la nostra Commissione ha chiesto l'appoggio della SPAAS (Sezione protezione dell'Aria, dell'Acqua e del Suolo) per chiarire alcune domande relative alla documentazione concernente l'impatto ambientale e le emissioni di CO₂ del progetto di centrale a carbone al quale l'AET vorrebbe partecipare. È pure stata contattata la Divisione "Clima, economia, osservazione ambientale" dell'Ufficio federale dell'ambiente. Data l'importanza di questo tema, qui di seguito vengono riportate le domande e le relative risposte più significative fornite alla Commissione in data 17 febbraio 2009.

1. Chi ha redatto gli studi concernenti le emissioni di CO₂ (autorità amministrativa tedesca, ditta privata, committente medesimo, ...)?

La documentazione consegnata alle competenti autorità è stata redatta da:

DPU GmbH, Köln (<http://dpu.grontmij.de/>)

AEW Plan GmbH, Köln (<http://aew.grontmij.de>)

Si tratta di ditte private che allestiscono la documentazione su mandato dei gestori, analogamente a quanto solitamente avviene in Svizzera. Le valutazioni e la decisione competono poi alle autorità.

2. Cosa è stato concretamente analizzato (la procedura funziona più o meno come in CH con l'art. 10a LPAmb)?

La procedura per il rilascio dei permessi necessari alla realizzazione la centrale termoelettrica a carbone di Lünen è quella definita ai §4-10 della "Bundes-Immissionschutzgesetz (BImSchG)"¹.

Riguardo all'esame dell'impatto ambientale in Germania c'è una legge specifica, il "Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung" (UVPG)², che equivale in larga misura alle disposizioni svizzere definite agli art. 10a - 10d LPAmb con la relativa ordinanza (OEIA, RS 814.011).

Infatti, l'esame dell'impatto sull'ambiente (UVP, Umweltverträglichkeitsprüfung) è necessario per l'impianto in questione: le centrali termiche per una potenza termica di oltre 200 MW sono soggette all'UVPG (§3 e allegato 1 cifra 1.1.1).

¹ <http://bundesrecht.juris.de/bimschg/index.html>. Tutte le altre leggi citate sono scaricabili in modo analogo, sostituendo "bimschg" con l'abbreviazione della relativa norma.

² <http://bundesrecht.juris.de/uvpg/index.html>

L'allestimento della documentazione ("Umweltverträglichkeitsuntersuchung", UVU) compete all'istante (§6 UVPG), analogamente a quanto avviene da noi. Tale documentazione descrive le attività previste, le emissioni prevedibili (UVU, cap. 4), la situazione territoriale e ambientale iniziale (UVU, cap. 5) e le ripercussioni ambientali previste.

Successivamente le autorità interessate esprimono i loro preavvisi (§7 UVPG) in vista della decisione di principio (§11 e §13, "Vorbescheid": v. sotto) tenendo conto delle osservazioni del pubblico ("Öffentlichkeit", §9). Il coordinamento delle procedure è assicurato tramite il §14 UVPG. Il "Vorbescheid" rappresenta quindi la prima decisione relativa all'impianto; nell'ambito di questa procedura avvengono le verifiche ambientali paragonabili con l'EIA (Esame d'Impatto Ambientale).

AET dispone di una versione preliminare (di gennaio 2007) della documentazione dei progettisti su supporto informatico (pdf su CD) che hanno potuto essere visionati da un collaboratore della SPAAS in data 11.02.2009. Il documento definitivo di impatto ambientale ("UVU"), consegnato alle autorità tedesche in vista del "Vorbescheid", è nel frattempo pure stato consegnato ad AET.

L'esame dell'impatto ambientale è stato svolto in una procedura che si potrebbe descrivere come "approvazione vincolante del progetto di massima" ("Vorbescheid"), basata sul §9 BImSchG. L'UVPG prevede questa possibilità e stabilisce che l'esame deve essere svolto il più presto possibile, cioè con il "Vorbescheid" (§13 UVPG), analogamente a quanto avviene in Svizzera (art. 10a cpv. 1 LPAmb). In base al §2 UVPG vanno inoltre analizzati i medesimi settori ambientali come in Svizzera; come da noi i criteri di valutazione sono raccolti in diverse leggi: BImSchG, WHG, AbfG,

Le conclusioni delle autorità e la decisione di principio positiva ("Vorbescheid", con alcune condizioni) per il progetto di massima della centrale di Lünen sono datate 06 maggio 2008. La decisione (169 pagine!) in formato pdf su supporto informatico è stata messa a disposizione della SPAAS. Essa riassume le valutazioni fatte circa le emissioni, le immissioni e i rischi.

3. I valori massimi di CO₂ previsti dallo studio rientrano nei limiti stabiliti dalla legislazione tedesca?

Per le emissioni di CO₂ non esistono né sono previsti dei limite di emissioni per singoli impianti, come è invece il caso per le altre sostanze potenzialmente inquinanti (emissioni di inquinanti in aria, acqua, ecc.). La limitazione delle emissioni avviene tramite l'attribuzione di quote nazionali concordate internazionalmente e che mirano a una diminuzione graduale delle emissioni su scala globale.

Il quadro legislativo che definisce le emissioni di CO₂ ammissibili si compone essenzialmente dalla Direttiva 2003/87/CE³, dal "Zuteilungsgesetz" e dal "Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz"⁴ (TEHG). L'attribuzione delle quote di emissione di gas serra alle varie attività sono definite nel "Nationaler Allokationsplan 2008-2012"⁵.

³ "Direttiva 2003/87/CE del parlamento europeo e del consiglio del 13 ottobre 2003 che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio"

⁴ "Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft", TEHG

⁵ "Nationaler Allokationsplan 2008-2012 für die Bundesrepublik Deutschland". Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Berlin, 28. Juni 2006

In Germania come in Svizzera le emissioni di CO₂ devono essere compensate, in base al §4 della Direttiva 2003/87/CE. La TEHG concretizza la direttiva UE a livello nazionale, fino al 2012.

Il ZuG e il "Nationaler Allokationsplan" (fino 2012) definiscono i quantitativi ammessi per le varie attività contemplate. I certificati sono rilasciati gratuitamente fino al 2012, dopodiché dovranno essere acquistati.

Allo stato attuale la documentazione include una stima delle emissioni, necessarie per la "Zuteilungsentscheidung" (§10 TEHG). Le fonti di CO₂ previste sono:

Caldaia principale - Alimentazione a carbone

Caldaia principale - Alimentazione di riserva olio extra leggero (nafta)

Caldaia ausiliaria - Alimentazione olio extra leggero (nafta)

Impianto di alimentazione di emergenza - Alimentazione olio extra leggero (nafta)

Impianto di disgelamento dei vagoni - Alimentazione a propano

Impianto di lavaggio fumi (umido) - Farina di roccia calcarea

I quantitativi stimati⁶ sono elencati qui di seguito nel medesimo ordine:

Tabelle 5: CO₂-Emissionen des Kraftwerks

Emissionsquelle	Massendurchsatz [Mg/a]	CO ₂ -Emission [Mg/a]
Hauptdampferzeuger-Kohle	2.426.520	5.607.688
Hauptdampferzeuger-Heizöl-EL	4.800	15.170
Hilfskessel – Heizöl EL	298	941
Notstromaggregat Heizöl EL	0,9	2,8
Waggonauftauanlage - Propan	250	750
Nass-REA – Kalksteinmehl	131.400	57.816

La decisione di principio (cap. 6.1.3.4 "Vorbescheid") approva questa prima stima in virtù dell'elevato rendimento complessivo⁷ e rimanda il rilascio formale dei diritti di emissione alle successive decisioni.

Il TEHG, una volta iniziata l'attività (2012), impone ai titolari dell'impianto la restituzione allo Stato dei certificati per l'emissione di CO₂ pari alle emissioni complessivamente rilasciate dall'impianto durante ciascun anno civile, entro 4 mesi dopo la fine dell'anno⁸. In caso di non rispetto il gestore è tenuto a pagare un'ammenda di 100 € per ogni tonnellata di CO₂ in eccesso⁹.

⁶ Trianel TPK Kohlekraftwerk Lünen: Antrag auf Vorbescheid gemäß §9 BImSchG. 16.01.2007

⁷ Il rendimento complessivo minimo è fissato al 43%: questo valore permette, a parità di corrente prodotta, di ridurre circa del 20% le emissioni di CO₂, rispetto a impianti a carbone tradizionali. La realizzazione dell'impianto contribuisce all'obiettivo di ridurre le emissioni di gas serra poiché, con il commercio dei certificati, i vecchi impianti sarebbero gradualmente estromessi dal mercato (cap. 6.1.3.4 della Decisione). In futuro il rendimento potrebbe aumentare al 45%.

⁸ §6 cpv. 2 let. e Direttiva 2003/87/CE, nonché §6 cpv. 1 TEHG

⁹ §16 cpv. 3 Direttiva 2003/87/CE

4. Verificare la concreta esistenza delle necessarie autorizzazioni per la costruzione degli impianti.

Il progetto è attualmente in costruzione. Finora le seguenti autorizzazioni sono state rilasciate o sono prossime al rilascio:

- "Vorbescheid und 1. Teilgenehmigung (Baufeldfreimachung)", datato 06.05.2008;
- "2. Teilgenehmigung (Gründungsmassnahmen, Baustelleneinrichtung)" → 14.10.2008;
- "3. Teilgenehmigung (Errichtung der Hauptgebäude und Anlagen) Gehenmigung zum vorzeitigen Baubeginn" → 21.11.2008 und 3. TG → 28.01.2009;
- 4. Teilgenehmigung → atteso per marzo 2009 (decisione di principio positiva comunicata in marzo 2009 - consenso a costruzione di impianti logistici quali binari, silos per carbone - redazione finale autorizzazione prevista per il terzo trimestre 2009, ndr);
- Weitere Genehmigungen nach dem WHG und die Strom- und Schifffahrtspolizeiliche Gehenmigung (SSG) sind erteilt, bzw. in Arbeit

In particolare, a pag. 152 della decisione del 06.05.2008 relativa al progetto di massima le emissioni di CO₂ sono ritenute conformi alla legge sullo scambio delle quote di CO₂ (TEHG):

Allgemeine Rechtfertigung

Da die Anforderungen der §§ 5 und 6 Abs. 1 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes (TEHG) eingehalten sind, ist insgesamt gewährleistet, dass keine schädlichen Umwelteinwirkungen durch Treibhausgasemissionen entstehen und auch die Vorsorgeanforderungen im Hinblick auf die Begrenzung von Treibhausgasemissionen erfüllt sind.

I temi ambientali analizzati sono stati affrontati e deliberati con la prima autorizzazione (Vorbescheid und 1. Teilgenehmigung (Baufeldfreimachung)) che ha sostanzialmente dato via libera ai lavori di costruzione dell'impianto.

5. Nella misura del possibile, sarebbe gradito uno specchietto relativo alla questione del CO₂, con illustrate le differenze tra i sistemi legislativi in gioco.

Questa domanda è stata discussa con la Sezione Clima, economia, monitoraggio ambientale dell'Ufficio federale dell'ambiente (signori Th. Stadler, I. Junker, P. Filliger).

Una simile analisi non esiste e il confronto tra i due sistemi legislativi è verosimilmente molto laborioso. Vuoi perché il quadro normativo è assai dinamico a livello mondiale (regolamentazione post-Kyoto), sia europeo (adattamenti in vista della regolamentazione post-Kyoto) e svizzero (revisione parziale¹⁰ e totale¹¹ della Legge sul CO₂), vuoi perché i sistemi attuali sono sostanzialmente diversi.

In Svizzera la regolamentazione avviene su tre livelli: tassa sul CO₂; esenzione in caso di convenzioni con la Confederazione per limitare le emissioni; compensazione per centrali a combustibili fossili.

¹⁰ <http://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/documents/1530/Bericht.pdf>

¹¹ <http://www.news-service.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/13902.pdf>

Nell'UE esiste il modello del "cap-and-trade": a livello nazionale si limitano le emissioni complessive ("cap") e nel dettaglio (impianti) si contempla essenzialmente il commercio di certificati ("trade").

Mentre in Svizzera le emissioni di centrali a combustibili fossili dovranno dunque essere compensate (bilanciate cioè da altre attività che permettano di non emettere un quantitativo corrispondente), nell'UE si tende a contenere le emissioni tramite il sistema del "cap-and-trade".

La revisione in corso della Legge federale sul CO₂ mira tuttavia a migliorare la compatibilità col diritto europeo, segnatamente per quanto riguarda il commercio con i certificati.

In futuro è inoltre probabile che in Svizzera sia prescritto¹² un rendimento complessivo minimo, regolato nella futura ordinanza. Stando alle informazioni disponibili un rendimento complessivo minimo non è prescritto in Germania né è prevedibile che lo sarà in futuro.

In conclusione giova ricordare alcuni aspetti. Vale il principio secondo il quale la regolamentazione delle quote delle emissioni ammissibili avvengono a livello nazionale. La corrente elettrica prodotta è un prodotto che può essere commercializzato liberamente alla pari degli altri prodotti.

L'impianto ha un rendimento (atteso 43%, possibile 45%) nettamente superiore agli impianti convenzionali (ca. 30-38%).

Benché le condizioni relative alle emissioni di CO₂ sono, come detto, diverse rispetto a quelle vigenti in Germania, la realizzazione di un simile impianto sarebbe possibile anche secondo il diritto svizzero. Le emissioni andrebbero tassate oppure limitate in base all'art. 9 LCO₂ (o compensate dopo l'entrata in vigore della modifica della revisione parziale della LCO₂).

Politica energetica in Germania - Impianti a carbone in Germania

Il carbone costituisce in Germania un elemento centrale nel mix energetico del futuro. Per garantire un approvvigionamento energetico sicuro, concorrenziale e sostenibile dal profilo ambientale, il Governo federale (tedesco) nel suo programma energetico e climatico integrato, punta energicamente alla costruzione di centrali elettriche a carbone di alta efficienza. Le stesse centrali vengono promosse anche su base europea nel quadro della completa messa all'asta dei certificati di CO₂ a partire dal 2013 con l'utilizzo dei proventi (della messa all'asta) con un 15% di sostegno ai costi di investimento.

Inoltre il Governo federale il 27 maggio 2009 ha emanato l'ordinanza sulla messa all'asta e il commercio di certificati di emissioni che entrerà in vigore il 1.01.2010. L'asta di certificati sarà effettuata tramite la già esistente Borsa del commercio di certificati di CO₂ dell'Unione Europea. Alle aste che si svolgono con cadenza settimanale vengono offerti 870'000 diritti a produrre emissioni. Come offerente, ogni partecipante abilitato a questo commercio (e quindi gli stessi impianti elettrici) può partecipare alle contrattazioni di borsa sul mercato spot o a termine. Per cui l'asta rispecchia la struttura del mercato dei diritti di emissioni.

Inoltre il Governo federale si è dato l'obiettivo di incrementare entro il 2020 la parte cogenerativa della produzione di energia dall'attuale 12% al 25%. La revisione della legge

¹² Art. 13 del Progetto di consultazione per la Revisione della legge sul CO₂
<http://www.bafu.admin.ch/klima/07120/index.html?lang=it> > Revisione della legge sul CO₂

sulla cogenerazione, che incentiva la costruzione di questo tipo di impianti, ha proprio questo obiettivo.

A causa delle elezioni appena svoltesi il dibattito sul prolungamento della durata di vita degli impianti nucleari ha subito una nuova dinamica. In particolare parte della CDU e la FDP hanno chiesto che, nel caso di prolungamento del ciclo di vita, i ricavi vengano dirottati in un fondo per il promovimento delle energie rinnovabili e di misure di incremento dell'efficienza energetica. La SPD, i verdi e il partito Die Linke richiedono energicamente di tenere fede alla decisione di ritiro dal nucleare. In ogni caso, attualmente al mondo politico e quello imprenditoriale è richiesto un comune intendimento per risolvere il problema dell'accettazione del carbone nella popolazione. Ciò sarà possibile se le vecchie centrali a carbone impattanti per l'ambiente verranno spente e sostituite rapidamente da centrali nuove, a carbone e non, altamente efficienti e con minor impatto di produzione di CO₂.

Sia la completa messa all'asta di certificati di CO₂, sia il parziale ritiro dalla produzione di energia nucleare sono contenuti negli scenari che stanno alla base delle analisi di fattibilità economica (business plan) dei progetti di impianti Trianel.

Il combustibile

Il carbone è una materia prima abbondante, facilmente stoccabile e può contare su una certa stabilità del prezzo. Lo svantaggio del carbone risiede invece nella relativa alta emissione di CO₂ per unità di energia prodotta.

In base all'Emission Trading System (ETS), introdotto nell'UE, per ogni impianto vengono stabiliti nei piani di allocazione nazionali (NAP) i limiti di emissioni ammessi. È in particolare stato introdotto un sistema di commercio dei certificati di CO₂. L'attuale piano di allocazione nazionale scadrà nel 2012, e il prossimo piano di allocazione nazionale coprirà il periodo 2013-2016.

Occorre comunque precisare che, vista la composizione del mix energetico europeo attuale e futuro composto in gran parte da energia prodotta mediante la combustione di combustibili fossili (carbone, olio, gas), qualsiasi aumento del costo dei certificati di CO₂ comporterà un aumento generalizzato del costo dell'energia. Ciò con o senza la partecipazione alla centrale di Lünen.

Per quanto concerne la provenienza del combustibile, alle domande della nostra Commissione AET ha fornito le risposte qui di seguito riassunte.

Al momento della stesura del messaggio governativo 6091, la TKL era in trattative con una società tedesca, che ancora oggi estrae carbone in Germania, per la fornitura di combustibile. Queste trattative sono in seguito decadute, in quanto la società estrattiva non avrebbe avuto capacità sufficiente per soddisfare i bisogni a lungo termine chiesti da TKL (10-15 anni al minimo).

TKL si è quindi rivolta alla società RBS Sempra Commodities che, come dice il nome stesso, è un leader mondiale nel commercio di materie prime. TKL ha quindi concluso con RBS Sempra Commodities un contratto di fornitura a medio termine per il carbone, che soddisfi tutti i requisiti tecnici (tra cui anche un'elevata redditività) richiesti.

RBS Sempra Commodities si rifornisce da miniere sparse in tutto il mondo, principalmente poste in Sud Africa, Colombia, Indonesia e Stati Uniti. La RBS Sempra Commodities, come sopra riportato, si rifornisce certamente anche dalla Colombia, per precisione in larga misura dalla miniera di Cerrejon, nel Nord-Est del paese, una delle più importanti,

con 31 milioni di tonnellate di carbone estratto nel 2008. Ciò lo si precisa in merito alle asserzioni uscite sulla stampa relative all'impiego di minori nelle miniere della Colombia.

A questo proposito la maggioranza della Commissione ribadisce che la partecipazione alla centrale in oggetto di fatto offre qualche possibilità in più di influenzare le scelte di approvvigionamento del combustibile rispetto all'acquisto di energia sul mercato. Un approvvigionamento dal mercato non offre infatti alcuna garanzia circa la provenienza sia dell'energia acquistata sia in merito alla sostenibilità etica e sociale legata alla sua produzione.

La maggioranza della Commissione intende comunque lanciare un forte segnale a AET affinché riservi il massimo livello di sorveglianza e sensibilità relativamente alle condizioni etiche e sociali di provenienza e produzione del combustibile, esercitando tutta la sua influenza al fine di garantire la sostenibilità etica e sociale dell'approvvigionamento dello stesso.

Tuttavia determinare l'esatta provenienza del carbone utilizzato a Lünen non è, e non sarà anche in futuro, possibile. Il carbone è scambiato sul mercato internazionale, come qualsiasi altra commodity; così come non possiamo determinare se, in tutte le fasi di lavorazione della benzina, dell'olio da riscaldamento o di un altro bene che utilizziamo giornalmente, siano stati rispettati i diritti umani, non possiamo determinarlo anche per il carbone. Unicamente possibile sarà stabilire da quali paesi questo combustibile proverrà. Inoltre, come già detto, ragionando in termini di alternative, su di un orizzonte temporale di breve medio termine, le altre fonti energetiche atte a fornire energia di banda in questa quantità non presentano di certo garanzie di sostenibilità sociale migliori rispetto al carbone.

CONCLUSIONE

Con queste considerazioni la maggioranza della Commissione speciale energia invita il Gran Consiglio ad approvare unicamente la quota già investita riferita al primo blocco (23'433'611 Euro relativi alla Centrale di Lünen, arrotondata a 24'000'000 Euro). Con questa proposta è pure ritenuta evasa la petizione lanciata da Greenpeace Ticino, intitolata "AET: no al carbone".

Il decreto è formulato in modo da poter fare fronte ad eventuali cambiamenti di forma (per esempio l'integrazione di un diverso assetto societario, possibile a dipendenza dei rapporti tra le società tedesche interessate e di sviluppi della situazione legale in Germania, indipendentemente dalla volontà di AET) ma non nella sostanza (scopo e genere di progetto e volume complessivo dell'impegno per AET).

Per la maggioranza della Commissione speciale energia:

Giacomo Garzoli, relatore

Beretta Piccoli - Calastri - De Rosa - Dominé -

Mellini - Regazzi - Solcà - Weber

Disegno di

DECRETO LEGISLATIVO

concernente la partecipazione dell'Azienda elettrica ticinese ad una società per la realizzazione di una centrale termoelettrica in Germania

Il Gran Consiglio
della Repubblica e Cantone Ticino

- visto il messaggio 9 luglio 2008 n. 6091 del Consiglio di Stato;
- visto il rapporto 23 febbraio 2010 n. 6091 R1 della maggioranza della Commissione speciale energia,

d e c r e t a :

Articolo 1

AET è autorizzata a detenere la partecipazione nella società "Trianel Kohlekraftwerk Lünen GmbH & Co. KG", Lünen, Germania o eventualmente in un'altra società germanica avente analoghi scopi e progetti realizzativi limitatamente al progetto di centrale a carbone di Lünen.

Articolo 2

AET è autorizzata ad assumere impegni finanziari connessi alla predetta partecipazione fino a concorrenza di Euro 24'000'000.

Articolo 3

Il presente decreto è pubblicato nel Bollettino ufficiale delle leggi e degli atti esecutivi ed entra immediatamente in vigore.