

Messaggio

numero
6091

data
9 luglio 2008

Dipartimento
FINANZE E ECONOMIA

Concerne

Partecipazione dell'Azienda Elettrica Ticinese (AET) ad una società per la realizzazione di una centrale termoelettrica in Germania

1	PREMESSA.....	2
2	ASPETTI PROCEDURALI	2
3	ASPETTI GENERALI DEL PROGETTO	3
3.1.	La situazione generale.....	3
3.2.	Evoluzione di domanda e offerta di energia elettrica in ticino	5
3.3.	Evoluzione in Svizzera.....	7
3.4.	La situazione in Germania e nell'EU	10
3.5.	Il combustibile	11
3.6.	Gli aspetti ambientali.....	11
3.7.	Sviluppo di nuovi progetti di produzione elettrica di AET	12
4.	IL PROGETTO IN GERMANIA	13
4.1.	Situazione societaria.....	13
4.2.	Descrizione del progetto	14
4.3.	Aumento di capitale	19
4.4.	Condizioni contrattuali.....	20
4.5.	Costi e finanziamento	21
4.6.	Quote di capitale e disponibilità di potenza	21
4.7.	La partecipazione di AET	22
4.8.	Capacità finanziaria di AET	23
4.9.	Business Plan	23
5.	CONCLUSIONI.....	27
	DECRETO LEGISLATIVO	28
	ALLEGATO 1	29
	ALLEGATO 2.....	30
	ALLEGATO 3.....	31
	ALLEGATO 4.....	32
	ALLEGATO 5.....	33

Signor Presidente,
signore e signori deputati,

con il presente messaggio sottoponiamo alla vostra attenzione il decreto legislativo concernente l'autorizzazione all'Azienda Elettrica Ticinese (AET) ad assumere impegni finanziari fino alla concorrenza di Euro. 56'000'000.- per la partecipazione ad una società per la realizzazione di una centrale termoelettrica in Germania, affinché possa essere ratificato conformemente all'art 5 della Legge istitutiva l'AET del 25 giugno 1958.

1 PREMESSA

Nel rendiconto AET 2006 veniva indicato il raggiungimento di accordi per la partecipazione all'iniziativa di Trianel European Energy Trading GmbH, società che raggruppa oltre 40 aziende municipalizzate di taglio simile o inferiore ad AET. Questa società intende realizzare un impianto a carbone (tramite la società Trianel Power-Projektgesellschaft Kohlekraftwerk mbH & Co. KG), in applicazione della politica adottata dalla Germania di uscita progressiva dal nucleare.

AET intende partecipare, con un "pool" di distributori elettrici tedeschi piccoli e medi, alla costruzione di una centrale a carbone in Germania, allo scopo di assicurarsi energia di banda a lungo termine, segnatamente in previsione del venire meno della produzione nucleare nei prossimi decenni e assicurando una propria produzione di energia di banda, in sostituzione di contratti pluriennali di non lontana scadenza.

La Germania (decisione del precedente Governo rosso-verde, confermata da quello attuale) ha scelto di sostituire le centrali nucleari con centrali a carbone di nuovo tipo. Non si sa ancora quali decisioni saranno prese in Svizzera, e quando, in merito alle opzioni recentemente pubblicate dal Consiglio federale, che contemplano fra altro la necessità, accanto allo sviluppo a lungo termine delle energie rinnovabili, di ricorrere tra breve o ad un rinnovo del parco nucleare o ad un maggiore ricorso alle fonti fossili. AET avrebbe comunque difficoltà ad inserirsi in un pool nucleare svizzero, proponibile soltanto dalle maggiori aziende nazionali sue dirette concorrenti.

La scelta di AET è quindi coerente con la sua strategia di privilegiare le energie rinnovabili (nelle quali sta effettuando investimenti complessivamente di maggiore portata rispetto a questo), ma nel contempo di assicurarsi comunque l'approvvigionamento in modo diversificato, attraverso partecipazioni in centrali di produzione, per non dover dipendere eccessivamente dagli acquisti sul mercato a prezzi variabili. Già attualmente parte rilevante dell'energia di banda acquistata da AET consiste nel "mix europeo" nel quale il carbone rappresenta una grossa fetta, e la cui importanza potrebbe anche aumentare in futuro a dipendenza delle scelte dei paesi maggiori produttori (carbone in Germania, nucleare in Francia, gas in Italia, ecc.).

2 ASPETTI PROCEDURALI

L'art. 5 cpv. 4 della legge istitutiva l'Azienda Elettrica Ticinese, sotto il titolo "Vigilanza", prescrive che:

⁴Gli impegni dell'azienda eccedenti l'ordinaria amministrazione ed il normale commercio di energia, e segnatamente quelli relativi ai nuovi impianti, partecipazioni, rinnovamenti importanti, o anche quelli commerciali, in quanto domandino l'accensione di mutui eccedenti il normale fabbisogno d'esercizio o la concessione di importanti garanzie a lunga scadenza, sono soggetti all'approvazione del Gran Consiglio.

Sull'interpretazione di questo articolo è stata fatta allestire recentemente, per iniziativa della vostra Commissione speciale dell'energia, una perizia dalla consulenza giuridica del Gran Consiglio. Essa indica che il limite oltre il quale AET è tenuta a far approvare dal Gran Consiglio i propri investimenti non è definibile in termini quantitativi esatti. Rispetto ai tempi (lontani) in cui l'articolo di legge era stato redatto, il "normale fabbisogno d'esercizio", e più ancora la nozione di "ordinario" commercio sono cambiate, sia nella quantità sia nella qualità. È normale oggi per AET, che presenta un fatturato annuo di mezzo miliardo, sottoscrivere contratti per decine di milioni di franchi: spesso si tratta di contratti di compravendita che presentano rischi, per esempio rispetto all'evoluzione dei prezzi molto instabili in questo settore, maggiori di quelli insiti in investimenti di pari portata.

Da una parte, l'applicazione di una soglia troppo alta per chiedere l'approvazione del Gran Consiglio può apparire come un tentativo di sottrarsi alla vigilanza; d'altra parte, l'applicazione di una soglia troppo bassa, considerati i tempi decisionali e spesso le clausole di confidenzialità pretese dai partner, si traduce praticamente in una paralisi operativa dell'Azienda, con il rischio di gravi ripercussioni non solo per il suo valore e per lo Stato suo proprietario, ma anche per i prezzi pagati dai consumatori ticinesi.

La scelta è quindi di volta in volta frutto di una ponderazione: ci sono situazioni in cui, in presenza di termini brevi e/o di clausole di confidenzialità e di evidente interesse per l'Azienda, si applica una soglia elevata. In altri casi, avendo come in questo caso il tempo e i modi per un processo pubblico e politico di approvazione, l'Azienda volentieri si sottopone all'approvazione del Gran Consiglio, quando anche la sua necessità fosse opinabile ai sensi della legge.

Proprio per potersi assumere il compito dell'alta vigilanza sull'Azienda, senza per questo ingessarla nella sua operatività, il Gran Consiglio ha recentemente istituito la Commissione del controllo del mandato pubblico dell'AET.

In questo progetto, AET ha dovuto decidere in tempi brevi, ma ha potuto negoziare una clausola di uscita senza costi rilevanti entro un dato termine. AET ha quindi preso già gli impegni di principio illustrati in questo messaggio, ma può liberarsene entro il 31 dicembre 2009. Si tratta di un termine ragionevole entro il quale attendersi una decisione del Gran Consiglio, che ha valore ultimativo: non essendo proponibile il referendum su questo oggetto, come recentemente ribadito dal Tribunale federale nel caso Metanord. Non si tratta infatti di un finanziamento chiesto da AET allo Stato, ma di un investimento finanziato da AET con mezzi propri, alimentati da propri utili, per il quale viene chiesta un'autorizzazione al Gran Consiglio quale organo di vigilanza politica.

3 ASPETTI GENERALI DEL PROGETTO

3.1. La situazione generale

Per fare fronte all'attenuazione della copertura produttiva in atto sia in Europa sia nel nostro Paese e alla rapida crescita dei costi dell'energia sul mercato nazionale e internazionale, AET ha sviluppato dal 2004 una strategia per quanto riguarda la produzione così strutturata:

- l'adeguamento delle capacità di produzione idroelettrica in Ticino, ove possibile;
- l'acquisto di partecipazioni produttive in Svizzera, ove possibile;
- la partecipazione a centrali di produzione all'estero, in modo da poter compensare il previsto deficit di copertura a livello svizzero e bilanciare il portafoglio di produzione nel mercato elettrico delle nazioni vicine, strettamente interconnesso con quello svizzero;

- investimenti nell'ambito dell'energia rinnovabile in Svizzera ed all'estero, là dove la legislazione già permette di compensare i maggiori costi di produzione rispetto ad altre fonti.

La difficoltà di coprire il fabbisogno completamente in Svizzera è legata a innumerevoli fattori, tra cui la lentezza dei tempi realizzativi. Il rischio tecnico con i progetti innovativi è inoltre elevato, come dimostra il recente esempio della Geopower a Basilea.

All'estero AET si muove anzitutto con lo sviluppo in proprio o con piccoli partner locali di progetti di produzione diffusa di piccola taglia nel campo delle piccole centrali idroelettriche (ad es. nel Nord Italia), dell'eolico, del biofuel, ecc..

La partecipazione a consorzi di aziende per la realizzazione di impianti di grossa taglia, tipo le centrali a gas a ciclo combinato di 400 o 800 MW, le centrali nucleari o a carbone, è molto difficile per aziende del calibro di AET. L'esperienza degli scorsi anni in questo campo dimostra come i grossi attori del settore (RWE, EDF, ENEL, ecc. su scala europea, ma anche Atel, EGL, EOS ecc. su scala nazionale) sono molto restii a dare la possibilità alle medie/piccole aziende come AET di partecipare ai propri progetti: preferiscono averle come clienti dell'energia da loro prodotta, ai prezzi che loro possono decidere ed adeguare a piacimento.

L'occasione che si è qui presentata ad AET ha un carattere eccezionale e probabilmente irripetibile.

Lo sviluppo in proprio di piccoli progetti è coerente con l'intento di AET di privilegiare le energie rinnovabili. Ma AET deve pure assicurare l'approvvigionamento del Ticino in energia elettrica e possibilmente a prezzi stabili. Per farlo deve disporre di un'adeguata produzione di energia di banda (quella sempre disponibile, non dipendente da condizioni meteorologiche né dalle oscillazioni orarie e stagionali dei consumi), praticamente assente in Ticino e fornita in Svizzera essenzialmente (ma non più per molto tempo) dalle centrali nucleari.

AET, grazie alle relazioni commerciali internazionali sviluppate negli ultimi anni, è riuscita a crearsi la possibilità di entrare dall'inizio in un progetto promosso da un gruppo di "Stadtwerke" (società a partecipazione pubblica per la distribuzione e -in alcuni casi pure- per la produzione di energia elettrica), soprattutto germaniche, coordinate dalla Trianel European Energy Trading GmbH, per la realizzazione di una centrale a carbone di nuova generazione da realizzarsi in Germania con 1 o 2 blocchi di ca. 750 MW, a dipendenza delle reali opzioni che si potrebbero sviluppare nel corso del progetto.

Le centrali a carbone emettono CO₂, e ciò le rende meno sostenibili rispetto all'alternativa nucleare, ma presentano i seguenti vantaggi:

- un prezzo marginale di produzione più basso, che le pone nella migliore posizione nella "curva di merito", fondamentale per definire il numero di ore di funzionamento dell'impianto;
- l'utilizzo di un combustibile meno soggetto alle oscillazioni del mercato a breve termine, disponibile sul posto (in Germania) e meno soggetto agli influssi del mercato del petrolio, in quanto il costo della materia prima non è legata direttamente al prezzo del petrolio.

Il gas naturale viene pure sfruttato in centrali a grande potenza, ma si presta molto bene anche ad impianti più piccoli e flessibili – in particolare tramite le turbine a co-generazione di elettricità e calore – per compensare gli sbalzi imprevedibili di produzione delle maggiori fonti rinnovabili (eolico, solare, idroelettrico senza accumulo). Una strategia di produzione basata solo su questo combustibile, anche a prescindere dalle limitate riserve disponibili,

oltre che pericolosa da un punto di vista geopolitico non sarebbe praticabile a medio termine già per l'insufficiente capacità di adduzione delle reti di trasporto.

La tesi secondo cui si può fare a meno in futuro di grandi centrali di produzione di banda non è ragionevolmente sostenibile, è infatti smentita dai maggiori studi nazionali e internazionali, compreso l'ultimo già citato del Consiglio federale.

La logica autarchica, per la quale si dovrebbe consumare su scala locale o nazionale anzitutto e possibilmente soltanto l'energia qui prodotta, non tiene conto del fatto che l'energia idroelettrica, utilizzata quale energia pregiata di punta o di regolazione su una più ampia scala geografica, permette di contenere altrove la produzione con altre fonti, più inquinanti. Una visione attenta ai valori ambientali ha da essere globale, altrimenti non può pretendere di essere attenta a questi stessi valori.

È di tutta evidenza che l'ubicazione in Germania dell'impianto risponde all'ingente disponibilità di combustibile sul posto, ciò che fornisce garanzie d'approvvigionamento e di costo.

AET ha concordato l'entrata in società per una quota di produzione variabile dai 150 MW ai 200 MW: con il diritto di prelevare questa energia. Si tratta quindi di una partecipazione industriale, nella forma della Partnertwerke, e non finanziaria.

3.2. Evoluzione di domanda e offerta di energia elettrica in Ticino

La domanda di elettricità in Ticino, analogamente a quanto avviene in Svizzera ed in Europa, è in continuo aumento con un tasso di crescita annuo attorno al 2–2.5%. La produzione propria di AET, e quella a disposizione dalle partecipazioni, ha una media attorno ai 1500 GWh/a, fortemente influenzata però dalle precipitazioni, mentre il consumo ticinese ha ormai stabilmente superato i 2500 GWh/a.

La differenza (che risulta ben superiore ai 1000 GWh all'anno risultanti dal saldo, perché non sempre produzione e domanda di consumo possono essere fatti coincidere, e quindi bisogna comprare di più e rivendere) viene coperto da contratti con i fornitori storici di AET e dagli acquisti fatti sul mercato spot. La nuova struttura del mercato dell'elettricità ha reso però molto difficile se non impossibile, la sottoscrizione di contratti a lungo termine (oltre i 10 anni), e reso molto volatile il prezzo sul mercato spot (anche di un multiplo sullo spazio di poche ore). Solo chi dispone di impianti di produzione, o di partecipazioni che danno diritto a prelievi di energia corrispondenti, può garantirsi sul lungo periodo una certa stabilità e prevedibilità dei prezzi.

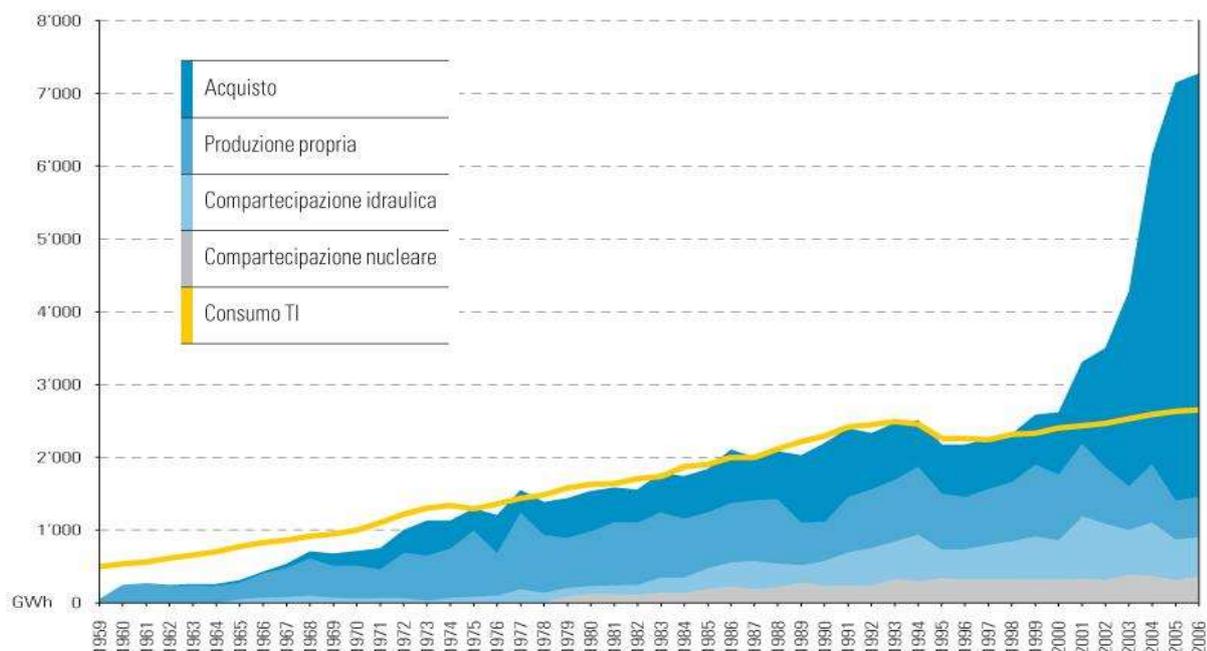


Figura 1: Andamento della produzione e del commercio di AET, come pure del consumo di elettricità del Canton Ticino.

Bisogna inoltre sottolineare come gli impianti di AET abbiano tutti caratteristiche molto simili:

- sono nella stragrande maggioranza impianti idroelettrici con bacini giornalieri adatti alla produzione di punta (concentrazione tecnologica);
- sono praticamente tutti ubicati al sud delle Alpi (concentrazione geografica).

La struttura produttiva di AET resta dunque molto sbilanciata sulla produzione di energia di punta, ed è strutturalmente carente nella produzione di energia di banda che deve andare ad acquisire sul mercato. Possedere impianti di produzione di banda permette dunque ad AET di garantirsi la flessibilità necessaria nella copertura dei profili di consumo richiesti dal mercato.

Come vedremo in seguito, il mix di produzione mitteleuropeo, fondamentale nella definizione del prezzo dell'energia sui mercati (anche quello svizzero), è sostanzialmente diverso da quello di AET. Un allineamento del portafoglio di produzione di AET a quello europeo è dunque auspicabile.

La riversione delle concessioni dei grossi impianti idroelettrici in Ticino, evidentemente importantissima da un punto di vista strategico per il Ticino, avverrà non prima dei prossimi 30 anni, e non risponde quindi ai problemi di copertura dei fabbisogni di energia del Canton Ticino per questo periodo. E anche dopo questo periodo resterà aperta, sia da un profilo economico, sia da un profilo ecologico generale, l'opportunità e in parte almeno anche la necessità di esportare energia di punta per importare energia di banda.

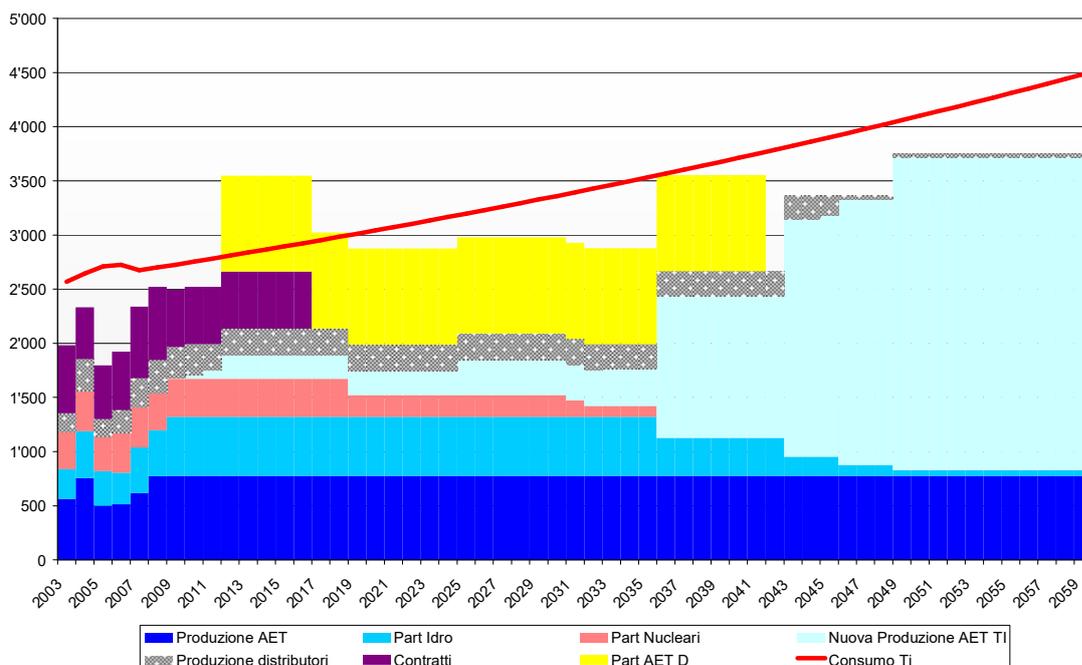


Figura 2: Previsione della andamento della copertura del fabbisogno di elettricità del Cantone Ticino da parte di AET (in GWh)

3.3. Evoluzione in Svizzera

La figura seguente rappresenta la carenza di energia elettrica (la cosiddetta “Versorgungslücke” riconoscibile anche nel grafico precedente riferito alla situazione ticinese) previsto in Svizzera a partire dal 2020. Questa valutazione è generalmente condivisa. Il dibattito si incentra intorno alla soluzione più opportuna: rinnovo del parco nucleare o nuove centrali a gas?

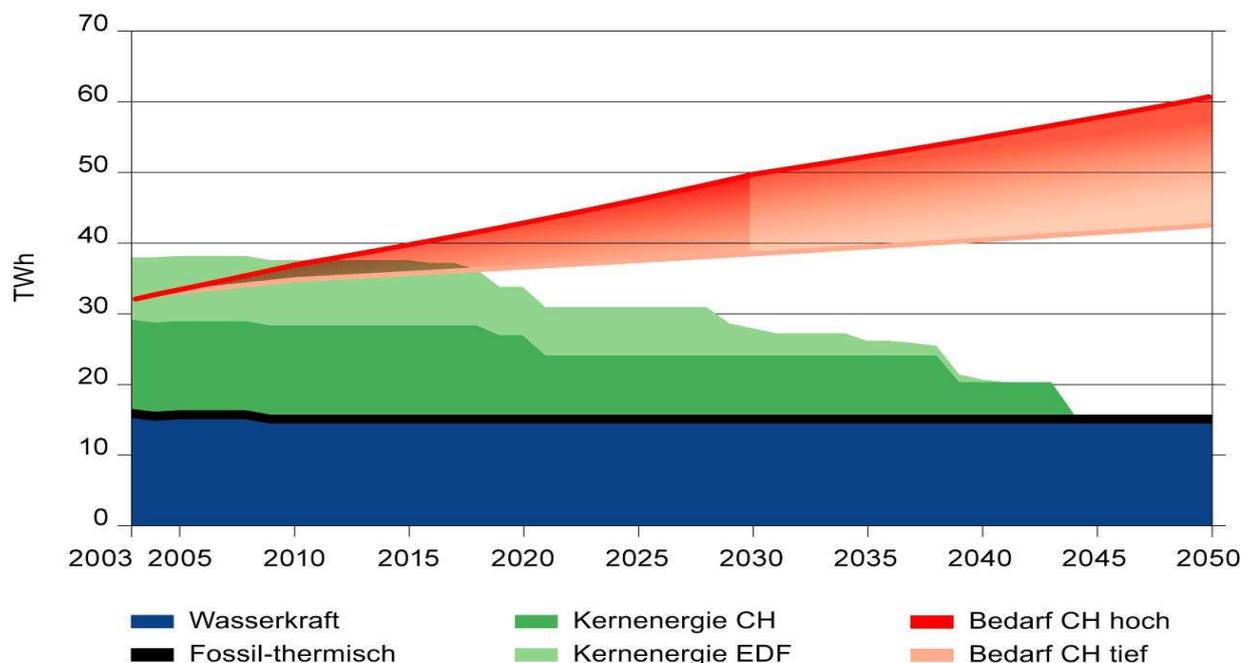


Figura 3: Scenario AXPO sulla copertura del fabbisogno di elettricità in Svizzera nel semestre invernale

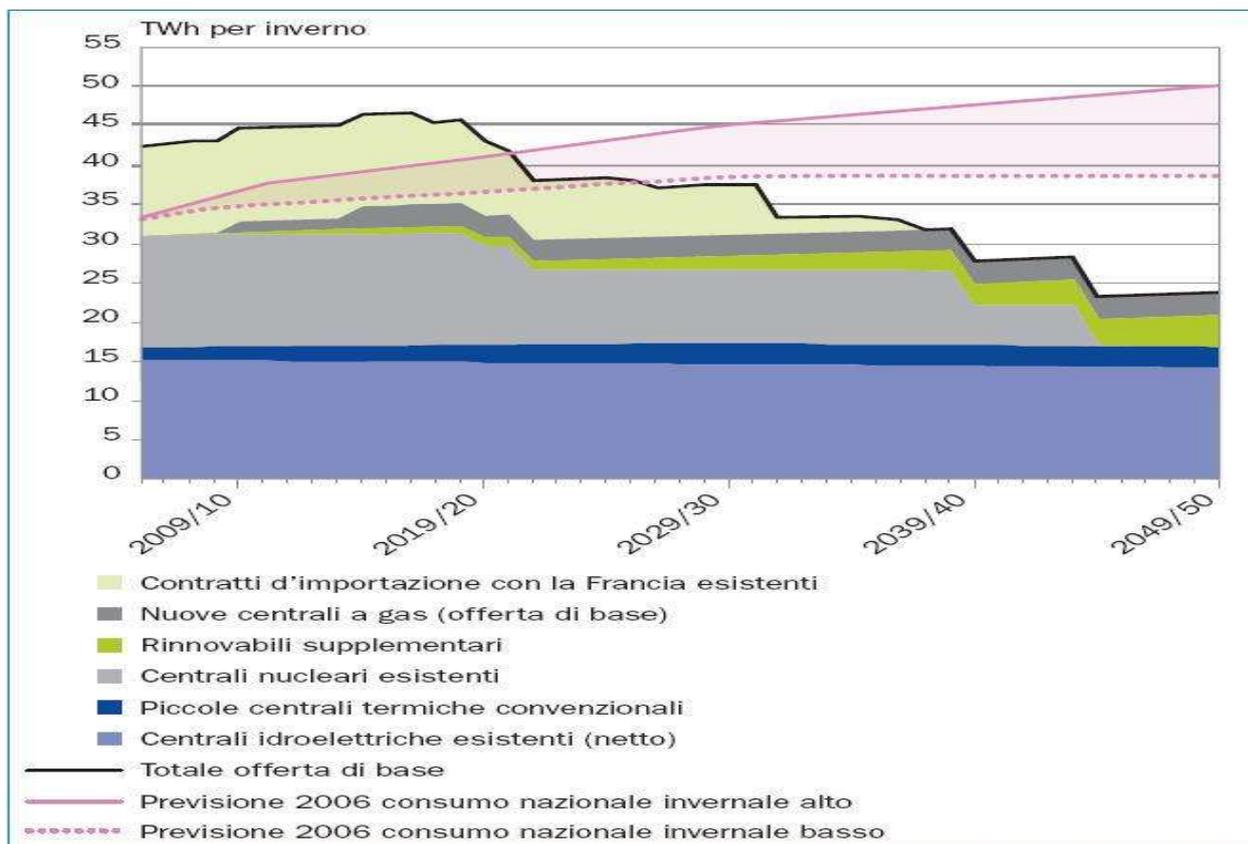


Illustrazione 2 Previsione della domanda e offerta di base nel semestre invernale. Offerta di base: centrali e contratti a lungo termine esistenti; rinnovabili, centrali a gas (800 MW) e vari piccoli impianti supplementari; singoli potenziamenti della forza idrica.

Figura 4: Scenario ASE sulla copertura del fabbisogno di elettricità in CH

D'altro canto non è realistico pensare che il problema possa essere risolto riducendo i consumi di elettricità.

L'Ufficio federale dell'energia nelle sue "Perspettive energetiche" ha sviluppato scenari che auspicano una riduzione dei consumi di energia (per il riscaldamento ed i trasporti), ma che implicano aumenti in ogni caso dei consumi di energia elettrica (anche a motivo della diffusione per ragioni ambientali di termopompe, veicoli elettrici, ecc.) . In tutti gli scenari, compresi quelli più "costrittivi" in materia di riduzione dei consumi di energia, il consumo di elettricità aumenterà comunque. Si ha in parte un effetto di spostamento dai consumi di energie fossili (anzitutto il petrolio) a cicli più efficienti implicanti più spesso l'elettricità come forma di trasmissione.

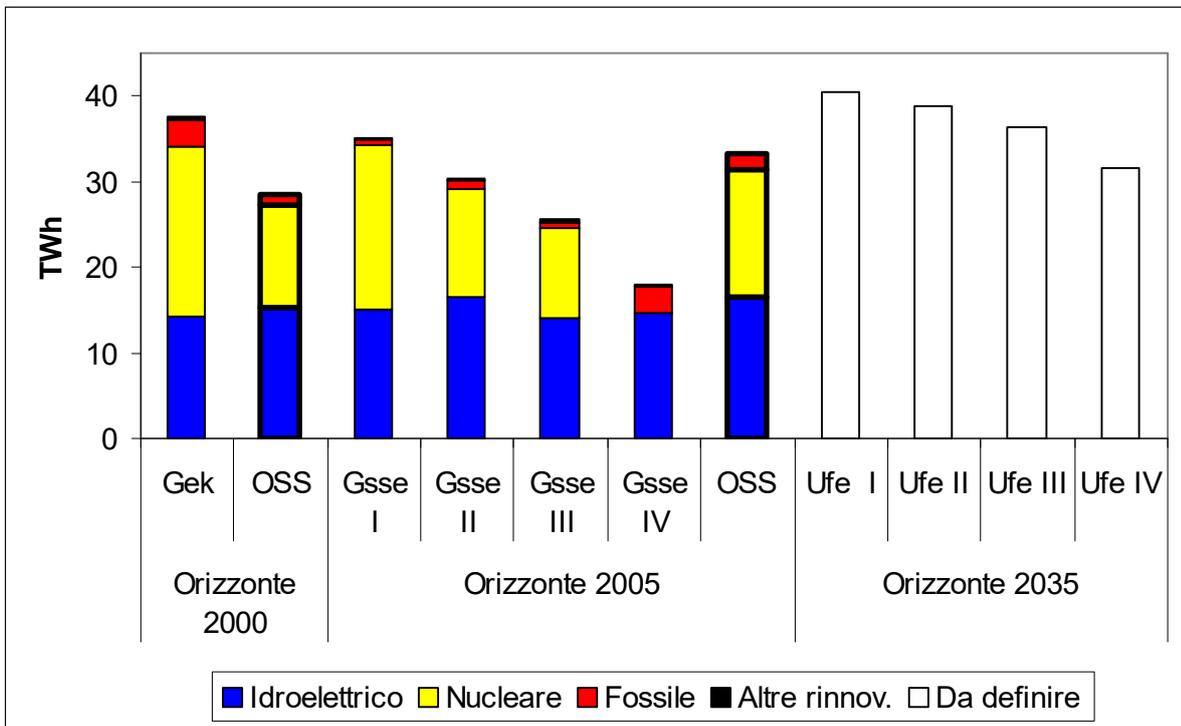


Figura 5: Scenari elettrici svizzeri (Fonte Università di Ginevra).

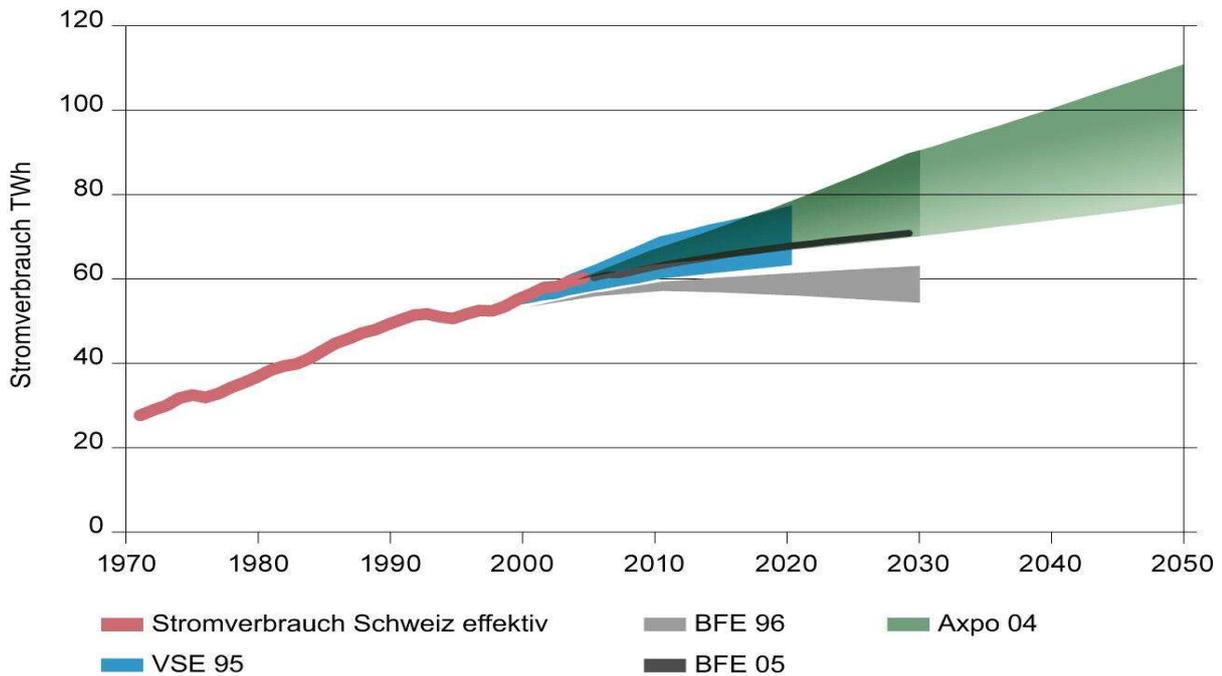


Figura 6: Confronto dei vari scenari elettrici svizzeri (Fonte Aypo)
 BFE = Bundesamt für Energie, Ufficio federale dell'energia.

3.4. La situazione in Germania e nell'EU

In Germania il fabbisogno di elettricità è attualmente coperto da centrali piuttosto vetuste, prevalentemente a lignite (Braunkohle), a carbone (Steinkohle) e nucleari.

	<u>2004</u>	<u>2005</u>
Energia nucleare	30%	29%
Lignite	27%	26%
Carbone	22%	21%
Gas	8%	10%
Rinnovabili	10%	11%
Vari	3%	4%

Fonte: VDEW (Verband der Elektrizitätswirtschaft)

Il crescente fabbisogno di elettricità, assieme alla necessità di rinnovo del parco centrali e alla decisione del governo federale tedesco di chiudere entro il 2040 tutte le centrali nucleari, obbliga la Germania a costruire nuove capacità di produzione per ca. 2'000 MW ogni anno.

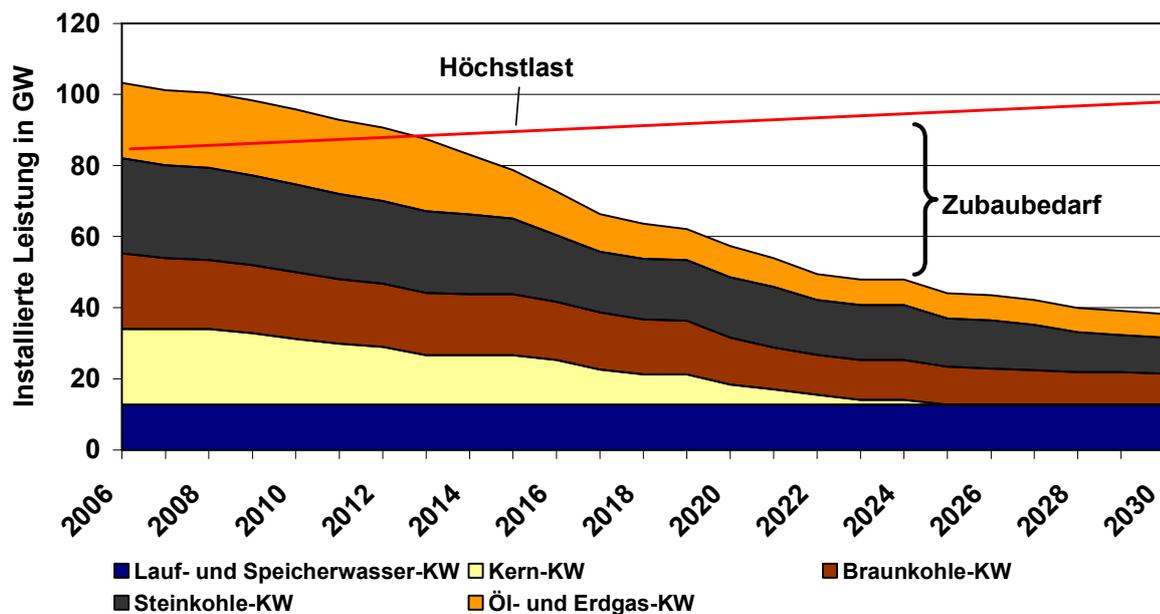


Figura 7: Evoluzione dell'attuale parco Centrali germanico e fabbisogno (Fonte VBG;IEA)

La presenza di un'importante industria carbonifera e la possibilità di trasporto via acqua su fiumi e canali fa della Germania un posto privilegiato per la produzione a carbone. Con la rinuncia all'opzione nucleare, e la comunque limitata disponibilità di gas (sia per ragioni di dipendenza strategica, sia per le riserve globali a lungo termine), solo la costruzione di nuove e efficienti centrali a carbone in sostituzione di quelle vecchie e inefficienti (centrali a lignite e carbone) permette alla Germania di raggiungere il duplice obiettivo di coprire il fabbisogno di elettricità e raggiungere gli obiettivi del Protocollo di Kyoto.

3.5. Il combustibile

A favore del carbone possono essere citati i seguenti elementi:

- il carbone è un combustibile che sarà disponibile per lungo tempo; le riserve conosciute superano di un multiplo quelle di petrolio e di gas;
- i giacimenti di carbone sono meglio distribuiti da un punto di vista geopolitico e ne riducono il rischio di uso come arma strategica; ne consegue un minor rischio di carenze d'approvvigionamento o di pressioni sui prezzi. Il fatto che il commercio mondiale del carbone non sia legato a sistemi di trasporto in condotta ne riduce pure i rischi.
- il carbone è facilmente stoccabile; possono dunque essere fatte riserve per frenare le variazioni di prezzo (hedging); per questa e per le altre ragioni menzionate, il prezzo del carbone risulta più stabile rispetto agli altri combustibili.

Lo svantaggio del carbone è la (relativamente) alta emissione di CO₂ per unità di energia prodotta. Per gestire questo aspetto nei paesi dell'UE è stato introdotto un sistema di commercio dei certificati CO₂: il cosiddetto Emission Trading System (ETS). Per ogni impianto vengono stabiliti nei piani di allocazione nazionali (NAP) i limiti di emissioni ammessi. Visto che questi limiti si basano sullo stato della tecnica (Best available technologies), un impianto nuovo non deve avere costi supplementari per le emissioni di CO₂ nei primi anni di vita. Nei calcoli economici di questo progetto si è tenuto conto di questa voce di costo. In pratica, attraverso i certificati verdi, viene applicato artificialmente un maggior prezzo alla produzione a base di carbone, che va a finanziare la produzione con energie rinnovabili, molto più costose, il cui sviluppo richiede comunque tempi lunghi.

3.6. Gli aspetti ambientali

L'impatto di una moderna centrale a carbone non corrisponde ormai più a quello ancora diffuso nell'immaginario collettivo. Nel processo progettuale e pianificatorio gli aspetti ambientali occupano evidentemente un ruolo prioritario, e rappresentano i fattori di valutazione principali già a partire dalla scelta del sito. Così, per esempio, entrambi i luoghi prescelti dispongono di una via d'acqua (e in via alternativa la ferrovia, in caso di blocco del canale, per es. per gelo invernale) per il trasporto del combustibile e dei residui prodotti quali in particolare ceneri e gesso.

Nell'ambito delle varie procedure autorizzative sono poi stati svolti numerosi studi sui diversi aspetti dell'impatto della centrale (in pratica quello che da noi sarebbe chiamato un esame di impatto ambientale), ed in particolare sono stati studiati i seguenti impatti:

- Rumore
- Odori
- Acque
- Flora e fauna
- Paesaggio
- Rifiuti
- Traffico
- Emissioni gassose

Senza entrare nel dettaglio, sono state adottate una serie di misure tecniche atte a contenere gli effetti negativi sull'ambiente.

La prima e più importante misura sta nell'adozione di una tecnologia di impianto particolarmente performante (la così detta "best available technology"), con rendimenti elettrici oltre il 45%. Questo, permettendo di consumare minor combustibile per la stessa produzione, ha un effetto diretto e proporzionale sulle emissioni. Inoltre, per raggiungere migliori rendimenti, è pure indispensabile una perfetta gestione del processo, che dovrà dunque avere una combustione migliore, con minori emissioni inquinanti. Per ridurre le emissioni nocive (in particolare SO₂, NO_x e polveri fini) verrà installato un impianto di trattamento dei gas di scarico (vedi schema di principio) in modo da soddisfare le severe norme tedesche sulle emissioni (Bundes-Immissionsschutzgesetz; BImSchG). Gli studi effettuati indicano come "irrilevante rispetto alla situazione odierna" la ricaduta di inquinanti (immissioni) dovuta alla centrale nelle zone limitrofe alla centrale stessa.

Per ridurre al minimo l'emissione di polvere, tutti gli impianti di trasporto del carbone saranno incapsulati, così come la centrale in sé stessa. In questo modo anche i rumori saranno contenuti sotto i 50 dB(A) ad una distanza di 100 m dalla centrale.

L'acqua industriale necessaria soprattutto per garantire il raffreddamento dell'impianto, sarà pompata dal vicino canale artificiale lungo il quale sarà pure trasportato il carbone. Una parte di quest'acqua evaporerà nella torre di raffreddamento, la restante sarà restituita al canale, modificandone la temperatura di massimo 0.05 °C.

La zona in cui è prevista la centrale non ha particolari pregi naturalistici ed è integrata in un classico ambiente industriale della Ruhr. Non di meno saranno adottati tutti quei provvedimenti atti a preservare l'habitat della zona, quale l'interramento delle condotte, ecc.

Alla corretta gestione dei residui del processo è dato particolare rilievo. Per quanto riguarda la cenere, essa sarà riciclata nell'industria del cemento. Altro tipico prodotto dell'impianto di trattamento dei fumi è il gesso, che come tale può essere utilizzato nell'edilizia oppure nell'industria del cemento.

Come già detto resta il problema delle emissioni di CO₂. Il maggior rendimento di queste nuove centrali in sostituzione dei vecchi impianti ormai in fin di vita tecnica, permette però una prima concreta riduzione delle emissioni rispetto alla situazione attuale. Confrontato con l'efficienza media riscontrata nel parco centrali a carbone in Germania questi nuovi impianti portano a un miglioramento di ben 9 punti percentuali nel rendimento (da 36% a 45%). Inoltre nei siti previsti è predisposto spazio sufficiente per poter realizzare, quando tecnicamente maturo e industrialmente realizzabile, un impianto di "sequestro" del CO₂, i cosiddetti CCS (Carbon Capture and Storage Plant); attualmente questa tecnologia è applicata su vari prototipi e ci si attende un passaggio ad una fase di applicazione industriale entro dieci anni.

3.7. Sviluppo di nuovi progetti di produzione elettrica di AET

È forse opportuno uno sguardo d'assieme sulle previsioni di AET per quanto riguarda l'incremento della produzione; i maggiori progetti sono attualmente i seguenti:

- Progetto Val d'Ambra 2; in Ticino, impianto idroelettrico. Il progetto prevede la costruzione di un secondo bacino di accumulo con una capacità di 2.8 mio di metri cubi, a monte di quello già esistente. Scopo del progetto è di aumentare il potenziale di accumulo, e, con la possibilità di pompaggio nel nuovo bacino da una galleria di diramazione dalla rete di cunicoli già esistente, migliorare la disponibilità di energia di punta che verrà prodotta da una centrale di nuova costruzione dimensionata per una potenza di 70 MW, di cui 50 MW installati in una prima fase. Il progetto si preannuncia di non facile e comunque lenta realizzazione, a motivo delle opposizioni già annunciate.

- Progetti nel campo della biomassa in Italia, impianti termoelettrici alimentati a oli vegetali. Sono in fase di sviluppo quattro progetti sul territorio italiano, per un totale di circa 120 MW, ognuno dei quali presenta un avanzamento differente, dal primo di 3.2 MW elettrici, vicino alla messa in servizio, all'ultimo per il quale si stanno valutando le possibili ubicazioni. Tutti gli impianti si basano su un concetto simile: dei motori a combustione (in genere tre in parallelo) vengono alimentati a biomassa e una turbina a vapore sfrutta il calore residuo dei fumi di scarico. Inoltre una parte del vapore viene spillata ed utilizzata per alimentare i processi di lavorazione di industrie nella zona oppure a scopo di teleriscaldamento. Allo stato attuale della pianificazione, gli ultimi impianti saranno pronti per lo sfruttamento commerciale nella seconda metà del 2009.
- NordEnergia, Italia, Merchand line e centrale cogenerativa a gas: NordEnergia è una società partecipata di AET e fondata con Ferrovie Nord Milano (FNM), con le quali si intende rafforzare la collaborazione nel campo di trasporto e della produzione elettrica. Grazie a questa Joint Venture è stato possibile sviluppare la linea di trasmissione di 380 kV tra Mendrisio e Cagno, fondamentale per la sicurezza di approvvigionamento del Sottoceneri (segnatamente in caso di disturbi sulla rete a Nord) e per lo sviluppo delle attività di commercio dell'elettricità verso l'Italia. Con un gruppo di aziende industriali residenti nel polo industriale di Ceriano Laghetto, è stato sviluppato un progetto di impianto cogenerativo di circa 100 MW che ha ottenuto nel mese di luglio 2007 le necessarie autorizzazioni governative.

4. IL PROGETTO IN GERMANIA

4.1. Situazione societaria

Lo sviluppo dei nuovi impianti all'estero impone ad AET di sviluppare forme di partenariato, sia per la taglia degli impianti, sia per "negoziare" con la cultura amministrativa e nella ricerca del consenso locale. Essendo praticamente impossibile entrare in un progetto di un partner maggiore, AET ha avuto la possibilità di entrare in relazione con Trianel, di cui si dirà in dettaglio nel seguito, che dispone di una forma societaria ed una dimensione alla quale AET può portare del valore aggiunto che le permette di entrare.

La legislazione tedesca è stata cambiata in misura rilevante nel 1998. In questo contesto è stata fondata nel 1999 la Trianel European Energy Trading GmbH, (in seguito TEET) una società che ha quale scopo l'unione delle forze di varie società locali di distribuzione elettrica ("Stadtwerke": simili alle società di distribuzione comunali in Ticino), con l'intento di raggiungere una massa critica necessaria ad agire concordemente nel commercio. Nel frattempo si è sviluppata ed ampliata e ora comprende 27 azionisti: tutte aziende distributrici di energia. Ha sviluppato una notevole struttura di servizi e competenze nella gestione del fabbisogno energetico dei suoi associati. Tramite la società Enetko 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, Francia e Spagna.

Trianel ha registrato nel 2004 un aumento considerevole della sua cifra d'affari passando da 436 a 694 Mio di Euro (+59 %), il 95 % proveniente dal commercio di energia elettrica (fornita energia per 21 TWh) ed il restante 5 % dal commercio di gas.

Nel corso del 2004, spinta dalla crescente necessità dei propri azionisti di disporre di capacità produttive per evitare un'eccessiva dipendenza dai movimenti dei prezzi di mercato, TEET ha fondato con 28 Aziende comunali suoi Partner la Trianel Power Kraftwerk Hamm-Uentrop GmbH & Co. KG, più semplicemente detta TPH, che ha

progettato, realizzato e, a partire dalla sua messa in servizio nell'ottobre 2007, gestisce una centrale a gas a ciclo combinato da 800 MW.

Analogamente a quanto fatto con per il progetto di centrale a gas, nel settembre del 2005 è stato lanciato un secondo progetto con la creazione di una società 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. La nuova società si chiama TPK (Trianel Power Kohlekraftwerk). La partecipazione di AET a TPK con una quota di 15.67%, che poi corrisponderà percentualmente alla potenza installata a disposizione, fa l'oggetto di questo messaggio. Per la partecipazione societaria e le quote di potenza riservate, rinviamo all'allegato 1.

4.2. Descrizione del progetto

Come detto sopra, si prevede 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 differenti¹.

A dipendenza delle caratteristiche dei siti disponibili sono possibili i seguenti scenari:

- 1 sito con 1 blocco da 750 MW
- 1 sito con 2 blocchi da 750 MW
- 2 siti con 1 blocco da 750 MW ciascuno

La pianificazione prevedeva e prevede:

- Costituzione società e progettazioni: 2006 - 2007
- Decisione di costruzione: metà 2008
- Messa in esercizio (primo blocco): metà 2012
- Ev. messa in esercizio del 2° blocco: metà 2013

Tecnica

Le moderne centrali a carbone hanno un rendimento elettrico di circa il 45-46%. Questo significa, rispetto all'attuale parco germanico di centrali a carbone con un rendimento medio attorno al 38%, un sensibile miglioramento, e dunque una conseguente riduzione delle emissioni di CO₂ di circa il 20%. L'aumento dell'efficienza è da ricondurre all'aumentata temperatura d'entrata del vapore nella turbina, possibile grazie allo sviluppo tecnologico di materiali meglio resistenti al calore. La taglia tipica di una centrale a carbone si aggira sui 750-800 MW, a causa della forte degressione dei costi in funzione della taglia. Nella figura seguente è visibile lo schema tipo di funzionamento di una centrale a carbone.

¹La richiesta di sottoscrizione di quote di partecipazione al progetto, tramite la riservazione di una certa capacità di produzione del futuro impianto, ha dato esito molto positivo, tanto che Trianel ha dovuto ad un certo punto respingere nuove domande di adesione. Trovare un sito per una centrale non è facile. Trovarlo per una centrale a 2 blocchi è ancora più difficile. La realizzazione (quasi) contemporanea di due blocchi porta evidenti vantaggi operativi e finanziari, ma non può essere fissata dall'inizio come obiettivo.

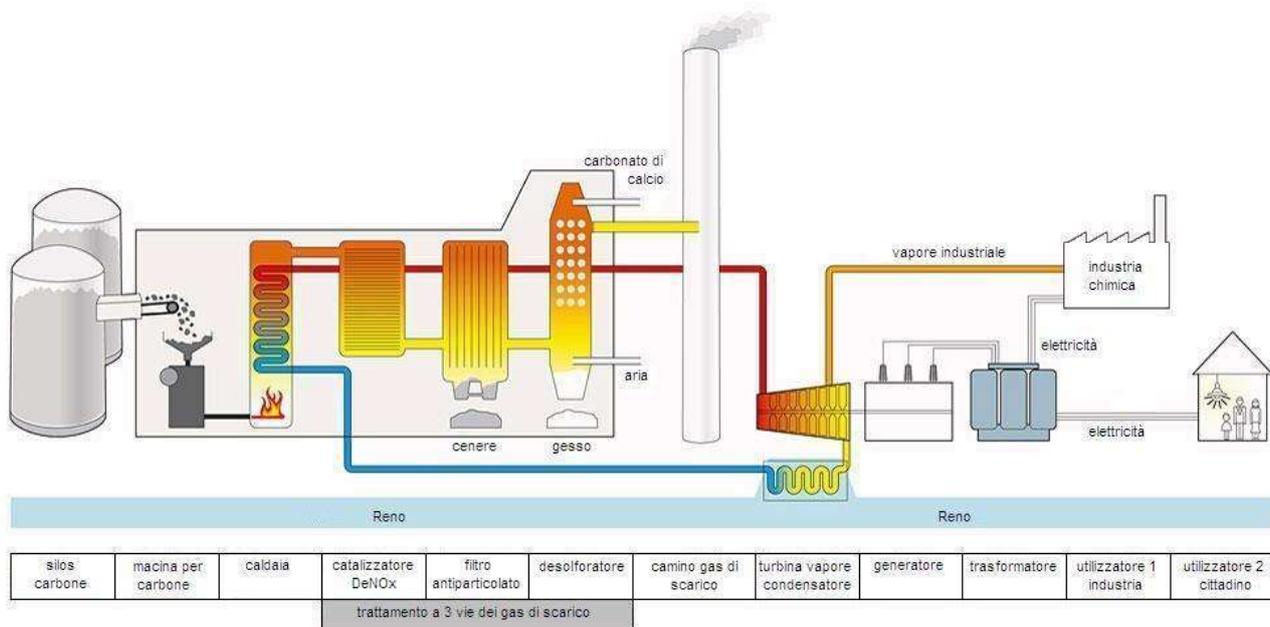


Figura 8: Schema tipo di una centrale a carbone

Grande risalto stanno avendo in questi tempi sulla stampa specializzata gli articoli riguardanti la possibilità di applicazione delle tecniche di „cattura e stoccaggio“ del CO₂. Nei siti previsti verrà lasciata libera una porzione di terreno che in base alle conoscenze attuali è ritenuta idonea per potere in futuro installare un impianto di immagazzinamento del CO₂ (comunemente noto come CCS –Carbon Capture and Storage-).

Attualmente le tecnologie e le vie percorribili per catturare il CO₂ sono svariate e comunque vi è ancora un sostanziale bisogno di ricerca e sviluppo. L'Unione Europea sostiene in un periodo che si estende fino al 2015 una dozzina di progetti dimostrativi, avviati per potere deviare e accumulare l'anidride carbonica evitando così di rilasciarla nell'atmosfera e quindi contribuire in modo significativo alla riduzione delle emissioni di gas responsabili del riscaldamento atmosferico.

Allo stato attuale, si spera di avere a disposizione una tecnologia che potrà essere applicata su scala industriale nel giro di 12-15 anni.

Situazione del progetto

Il progetto nel corso degli ultimi mesi ha fatto importanti progressi:

- Nel mese di agosto 2006 è stata creata la società di scopo “Trianel Power - Projektentwicklungsgesellschaft Kohlekraftwerk mbH & Co. KG” (di seguito TPK) con la partecipazione di 27 aziende (vedi lista allegata) municipalizzate o cantonali, di cui AET é stata uno dei primi soci. Nel corso di aprile 2007 si è proceduto al primo aumento di capitale necessario alla riservazione delle componenti strategiche. La partecipazione di AET ammonta attualmente al 15.76% del capitale azionario di 82'500'000 EUR.
- La ricerca di un sito opportuno è stata allargata ad un gruppo di varie località; tenendo in considerazione i fattori (tecnici, economici, logistici,...) che determinano il successo di un tale progetto. Sono state individuate due ubicazioni ritenute idonee alla costruzione di una centrale termoelettrica a carbone: Lünen e Uerdingen. Una mappa della zona é riportata all'allegato 5.

- Nel comune di Lünen, TPK si è assicurata il sito per la costruzione di un primo blocco di centrale. Lünen è ubicata nel Land Nordrheinwestfalen al centro della regione della Ruhr, tradizionalmente legata all'industria estrattiva e elettrica basata sul carbone.
- Il 14.6.2007 il consiglio cittadino di Lünen ha deciso all'unanimità di sostenere il progetto.
- Per questo primo progetto è stata inoltrata la domanda di costruzione nel corso del mese di giugno 2007 presso il governo regionale (Bezirkregierung), competente per la decisione in merito. Attualmente è scaduto il termine di ricorso contro il progetto e vi è stato il confronto tra ricorrenti e direzione progetto. Al termine di questo confronto, durante il quale sono state appianate le divergenze tra le due parti, è partita la procedura amministrativa che sfocerà nell'attribuzione del permesso di costruzione, previsto in linea di massima per maggio 2008.
- Vista la difficoltà di costruire due blocchi su un unico terreno nei siti presi in considerazione dalla direzione di progetto, TPK ha nel frattempo individuato un secondo sito potenziale per la realizzazione di un secondo blocco di centrale a Uerdingen, sempre nella zona della Ruhr. Questo permette di aumentare l'opportunità di copertura delle sottoscrizioni. In caso di realizzazione di entrambi i blocchi i partecipanti avranno la possibilità di sottoscrivere una capacità maggiore di quella inizialmente riservata².
- Le trattative per assicurare l'ubicazione nel comune di Uerdingen hanno fatto buoni progressi, grazie anche al sostegno attivo di Bayer Industry Services (di seguito BIS); questo secondo blocco difatti dovrebbe sorgere all'interno di un'area industriale di proprietà Bayer, con la quale è stato firmato un accordo. Con BIS sarà possibile sfruttare reciprocamente le sinergie (quali la sottostazione già installata sul sito, la presenza di personale qualificato che servirà per l'esercizio e la manutenzione dell'impianto, la possibilità di utilizzare l'infrastruttura per l'acqua di raffreddamento, ecc.).
- È pure in corso di definizione la procedura per l'allacciamento alla rete elettrica nelle due ubicazioni.
- La direzione di progetto ha sottoscritto con Siemens un accordo di EPC (= Engineering, Procurement and Construction) che include pure la prenotazione delle componenti critiche.
- Nel corso del mese di dicembre 2007 sono pure stati definiti degli accordi quadro per la garanzia di fornitura del combustibile, che prevedono un prezzo variabile, ma comunque sempre leggermente inferiore ai prezzi del mercato di riferimento.
- I Partner hanno inoltre definito gli accordi di ritiro dell'elettricità prodotta dalla centrale (i cosiddetti PPA, Power Purchasing Agreement). Infatti la garanzia di smercio della produzione è un requisito fondamentale per permettere alla società di scopo (TPK) di trovare degli Istituti disposti a finanziare il progetto sul modello del "Project financing".
- Nel mese di marzo 2008 è poi stato possibile sottoscrivere l'accordo di finanziamento 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.

²Per questo motivo la capacità totale disponibile per AET ha potuto essere aumentata a 200 MW, divisi in modo equivalente sui due siti.

Situazione nel sito di Lünen:

- Il terreno è ubicato sulle rive del canale Datteln-Hamm che si collega direttamente al Reno. Ciò facilita il trasporto del carbone ed è un importante punto per la logistica durante la fase di costruzione della centrale.
- Lo scarico e deposito di carbone sono stati concordati con un'industria carbonifera situata sul porto fluviale, a lato della centrale.



Figura 9: Centrale di Lünen: panoramica del progetto

Situazione sul sito di Uerdingen:

- Il terreno è ubicato all'interno del parco tecnologico dell'industria farmaceutica ad Uerdingen, proprietà della Bayer AG, nei pressi della città di Duisburg.
- La premessa per poter costruire una centrale a Uerdingen, è la cessione a Bayern Industry Services (di seguito BIS) di un equivalente di 200 MW elettrici, sottoforma di elettricità oppure di energia termica (vapore) che serve a Bayer per i propri processi industriali. Le modalità di cessione e il prezzo sono stati regolati contrattualmente tra TPK e BIS.
- Anche qui, come a Lünen, la centrale verrà costruita nelle vicinanze di un corso d'acqua navigabile il che porta innegabili vantaggi logistici. Il sito è collocato sulle rive del Reno.

- Per il sito Uerdingen è prevista la consegna della documentazione necessaria per le richieste di costruzione della centrale per il prossimo aprile, per cui una decisione preliminare é attesa per aprile 2009.



Figura 10: Centrale di Uerdingen: panoramica del progetto

Riservazione delle componenti strategiche

Il mantenimento dei tempi previsti per la messa in esercizio dell'impianto è considerato particolarmente importante poiché i siti disponibili all'edificazione di centrali a carbone sono sempre più rari, ma soprattutto perché la data utile per potere beneficiare del secondo piano nazionale tedesco di allocazione di CO₂ (distribuzione delle quote di produzione di CO₂) scade al 31.12.2012. Cosa sarà richiesto alle centrali messe in funzione dopo questa data sarà definito solo con il seguente Piano di allocazione nazionale (NAP), ma è probabile che saranno posti vincoli più severi. Inoltre il mercato della costruzione di impianti di generazione è in forte ebollizione, con prezzi e tempi di consegna in continua crescita.

Per potere rispettare i termini di costruzione originariamente previsti, e stante la situazione attualmente presente sul mercato di progettazione e costruzione per componenti chiave per l'industria elettrica, i soci di TPK sono dunque stati chiamati a decidere se sottoscrivere un contratto EPC³ per potersi garantire queste prenotazioni. L'assemblea dei soci di TPK, nell'ambito della trattativa per la prenotazione delle componenti, ha incaricato la direzione di TPK di:

³Per contratto di EPC (Engineering, Procurement, Construction) si intende in pratica il contratto di costruzione chiavi in mano della centrale.

- Elaborare un accordo di prenotazione anticipata di componenti, nell'ambito però di un accordo più ampio che definisca già i parametri fondamentali del contratto di EPC, in modo da non trovarsi in seguito in una posizione di debolezza nelle trattative con le ditte offerenti.
- Trattare e concludere la prenotazione delle componenti con alto rischio su tempi di produzione e approvvigionamento dei materiali.
- Limitare le trattative di prenotazione per un solo blocco, in virtù del fatto che non è ancora assicurato definitivamente il secondo sito e dunque una prenotazione comporterebbe un rischio finanziario elevato per TPK.
- La decisione di concludere un accordo di prenotazione per un solo blocco produttivo è da intendersi come decisione strategica e non come un voto contro la decisione di costruire un secondo blocco. La direzione di TPK ha tuttora l'incarico di condurre le trattative per assicurare la concretizzazione di una seconda ubicazione e di elaborare un progetto complessivo ed economicamente sostenibile per un secondo blocco produttivo.

A seguito di queste decisioni è stato sottoscritto da TPK un accordo di EPC che comprende anche la prenotazione delle componenti critiche per una simile tipologia di centrale elettrica con SIEMENS Power Generation (SPG). Questo accordo impegna TPK con un importo crescente, ma al massimo di 70 mio €, da qui al mese di agosto 2008. Entro tale data dovrebbe essere concesso il permesso di costruzione per il primo impianto. Questo importo sarà evidentemente da corrispondere solo nel caso si rinunci completamente alla realizzazione di entrambi gli impianti, e comprende tutte le penali. Nel caso si possa procedere alla realizzazione di una delle due centrali questi esborsi non causeranno un aumento del costo totale dell'impianto. Inoltre, vista l'attuale richiesta per questo tipo di impianti, esiste la possibilità di girare questa prenotazione a terzi (di rimetterla sul "mercato") e recuperare almeno in parte questi costi anche in caso di rinuncia al progetto da parte di TPK.

4.3. Aumento di capitale

La necessità di garantire il finanziamento degli oneri collegati agli accordi di riservazione di cui sopra ha portato TPK a richiedere un aumento di capitale. Non era infatti possibile trovare e organizzare una linea di credito per questo tipo di attività, anche a causa del poco tempo disponibile. La ripartizione finale del finanziamento globale non verrà però modificata. Anzi, come già detto, la percentuale del capitale proprio sarà del 10% al posto del 25% previsto inizialmente.

TPK ha dunque messo in atto un aumento di capitale di 70 milioni di Euro al quale i partners di TPK avevano diritto di partecipare entro la fine di aprile 2007. Praticamente tutti i Partners originali hanno deciso di aderire a questo aumento. La nuova situazione societaria è riportata all'allegato 1.

Pure AET ha deciso di partecipare all'aumento di capitale (al 31.12.07 AET aveva versato complessivi EUR 7'966'135.52), che come detto doveva essere deciso in tempi molto celeri. Contemporaneamente è stata avviata la procedura di approvazione parlamentare oggetto di questo messaggio.

Come detto e come si preciserà nel seguito, è stata appositamente introdotta nel contratto societario di TPK una clausola specifica per AET, che permette una vendita della propria partecipazione fino alla fine del secondo anno successivo (dunque fine 2009) nel caso in cui la richiesta di partecipazione a un aumento di capitale non fosse autorizzata.

4.4. Condizioni contrattuali

Il 9 agosto 2006 è stata fondata la società di scopo, la “Trianel Power - Projektentwicklungsgesellschaft Kohlekraftwerk GmbH & Co. KG”, che ha nei suoi scopi sia la progettazione, che in seguito la realizzazione e poi la gestione di questa centrale. La costituzione della società sin dall’inizio dell’operazione (ossia in fase di progettazione) si giustifica con la volontà di porre in capo alla società direttamente diritti ed obblighi relativi al progetto, senza che vi sia la necessità di trasferimenti degli stessi successivamente. Pregi della struttura prescelta sono la flessibilità del contratto che lega i partners ed una facile trasmissione delle partecipazioni alla società, senza necessità di atti notarili.

Nella prima fase la società è stata capitalizzata in modo da avere i mezzi necessari a sviluppare il progetto per quella parte di costi non ancora sostenuti al momento della sua fondazione (13.8 mio EUR). In un primo tempo era previsto di procedere al necessario aumento di capitale (ca. 200 mio EUR) per permettere la realizzazione della centrale solo dopo la formale decisione di costruire (Baubeschluss). La necessità di anticipare la sottoscrizione del contratto di EPC (in sostanza una sorta di impresa generale) di cui si è detto sopra, ha portato a dover procedere anticipatamente ad un primo grande aumento di capitale, avvenuto il 30 aprile 2007. Questo passaggio è da considerare a tutti gli effetti una formale decisione di costruzione anticipata, per cui entrano in vigore gli articoli di cui sotto riguardo al diritto di vendita da parte di AET.

La struttura societaria adottata, ossia la GmbH & Co KG è un struttura standard ed ampiamente utilizzata, così come lo è il contratto che ne regola i funzionamenti. Oltre all’accordo societario (Gesellschaftsvertrag), le parti sono pure legate da un (Konsortialvertrag) contratto di consorzio a precisazione di diritti ed obblighi eccedenti quelli sanciti nel contratto base. Si rileva al riguardo che buona parte dei partner della presente operazione hanno già realizzato nelle stesse modalità e forme l’impianto a gas di Hamm-Uentrop, di cui si è detto precedentemente.

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 TPK, 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. Il terzo acquirente è tenuto ad assumere gli impegni esistenti nei confronti degli altri partners.

Alla conclusione della fase di progettazione, l’assemblea è tenuta a deliberare la costruzione dell’impianto (Baubeschluss) in tempi molto brevi (4 mesi), per non ritardarne la realizzazione o addirittura metterla a rischio.

Ciò presuppone l’aumento di capitale della società. 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 “Buchwert” ossia al valore contabile al momento della vendita (che può essere anche sensibilmente inferiore al valore di investimento iniziale).

Con riferimento a tale disposizione, particolarmente stringente per la necessità di AET di far approvare la partecipazione in Gran Consiglio, AET ha ottenuto un trattamento differenziato nei termini seguenti. I Partner, AET compresa, devono decidere nei tempi

previsti se partecipare alla fase realizzativa e dunque al necessario aumento di capitale deliberato. Nella misura in cui AET non ottenesse le opportune autorizzazioni granconsigliari, essa ha 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 citata 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 il 31.12.2009. Permane il diritto di prelazione degli altri soci.

Questa soluzione permette da una parte di garantire al progetto la necessaria celerità operativa, dall'altra garantisce ai gremi decisionali di AET di dar seguito alle normali procedure con l'opportunità, in caso di decisione negativa, di recuperare l'investimento eseguito ad un valore di mercato che dovrebbe permettergli almeno di recuperare i costi sostenuti.

4.5. Costi e finanziamento

Il preventivo globale dei costi per la realizzazione di un blocco ammonta ad 1'400 mio €. Questi costi, nella loro stragrande maggioranza, sono già stati stabiliti contrattualmente, per cui non sono da prevedere sostanziali modifiche.

Nel caso di realizzazione del secondo blocco, per il quale non sono ancora stati sottoscritti contratti di EPC, prudenzialmente si può allo stato attuale presumere che i vantaggi finanziari legati al sito e quelli dovuti alla "ripetizione" del progetto siano annullati dall'aumento dei costi di fornitura delle componenti.

Dunque nel presente messaggio si considera che i calcoli fatti per un blocco possano essere adottati pure per il secondo.

I costi di investimento specifici ammontano dunque a 1'850 €/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. Finora AET è stata chiamata a finanziare la società con 13.2 mio €. La restante quota di ca. 9 mio € dovrà essere versata entro 2 mesi dall'ottenimento del permesso di costruzione, previsto per metà 2008.

4.6. Quote di capitale e disponibilità di potenza

Le attuali percentuali di partecipazione alla società sono indicate nell'allegato 1. Questa ripartizione è ormai consolidata e variazioni sono possibili solo con l'approvazione dell'Assemblea dei partner.

Più importante per un produttore di energia risulta però essere l'equivalente parte di potenza a disposizione.

Nel primo turno di riservazione AET aveva dichiarato una disponibilità ad impegnarsi fino ad una quota di 150 MW. Le richieste totali di tutti gli interessati annunciatisi durante il periodo di sottoscrizione ammontavano a 952 MW, da cui deriva la partecipazione di AET per il 15.76%. Essendo la taglia di un blocco di centrale non definibile a piacere, ma piuttosto fissata dagli standard costruttivi del produttore (nel nostro caso 750 MW), con la realizzazione di una sola linea produttiva la fetta di potenza a disposizione di AET ammonterebbe a 118 MW.

Nel caso di realizzazione di entrambi i blocchi la potenza disponibile risulta invece di 1'500 MW, superiore a quando riservato dai partner. In una seconda tornata essi hanno dunque dovuto dichiarare il loro interesse ad aumentare la loro quota, prima di eventualmente ricercare nuovi interessati. Le risposte degli attuali partner hanno in pratica già "consumato" il contingente disponibile. In questo ambito AET ha dichiarato il suo interesse ad aumentare la sua capacità a 200 MW distribuiti egualmente sui 2 blocchi.

La tabella seguente riassume le quote di ciascun partner nel caso di realizzazione di un solo blocco, e nel caso di costruzione di entrambi.

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 1'464.5 MW) nel caso di realizzazione anche del secondo.

Società	MW richiesti inizialmente	Quota %	MW ulteriori richiesti	MW richiesti x 2 blocchi	Quota %
•Trianel European Energy Trading GmbH, Aachen	85	8.93%	70.0	155.0	10.58%
•AET Azienda Elettrica Ticinese, Bellinzona	150	15.76%	50.0	200.0	13.66%
•Allgäuer Überlandwerk GmbH, Kempten	50	5.25%	0.0	50.0	3.41%
•ENNI Energie und Wasser Niederrhein GmbH, Moers	20	2.10%	0.0	20.0	1.37%
•enwor – energie- und wasser vor Ort GmbH, Herzogenrath	12	1.26%	7.0	19.0	1.30%
•Energie- und Wasserversorgung Mittleres Ruhrgebiet GmbH, Bochum	150	15.76%	100.0	250.0	17.07%
•Energie- und Wasserversorgung Rheine GmbH, Bochum	5	0.53%	7.5	12.5	0.85%
•NVB Nordhorn GmbH, Nordhorn	15	1.58%	0.0	15.0	1.02%
•Regio Energie Solothurn (CH)	5	0.53%	5.0	10.0	0.68%
•Salzburg AG, Salzburg (A)	50	5.25%	0.0	50.0	3.41%
•STAWAG Energie GmbH, Aachen	80	8.40%	20.0	100.0	6.83%
•Energie- und Wasserversorgung Bonn / Rhein-Sieg GmbH, Bonn	20	2.10%	10.0	30.0	2.05%
•Stadtwerke Dachau GmbH, Dachau	5	0.53%	15.0	20.0	1.37%
•Stadtwerke Dinslaken GmbH, Dinslaken	5	0.53%	0.0	5.0	0.34%
•Stadtwerke EVB Hunteletal GmbH, Diepholz	5	0.53%	5.0	10.0	0.68%
•Stadtwerke Flensburg GmbH, Flensburg	20	2.10%	0.0	20.0	1.37%
•Stadtwerke Georgsmarienhütte GmbH, Georgsmarienhütte	5	0.53%	5.0	10.0	0.68%
•Stadtwerke Lengerich GmbH, Lengerich	20	2.10%	0.0	20.0	1.37%
•Energie und Wasser Lübeck GmbH, Lübeck	20	2.10%	0.0	20.0	1.37%
•Stadtwerke Osnabrück AG, Osnabrück	40	4.20%	15.0	55.0	3.76%
•Stadtwerke Schwäbisch-Hall GmbH, Schwäbisch-Hall	5	0.53%	10.0	15.0	1.02%
•Stadtwerke Soest GmbH, Soest	10	1.05%	5.0	15.0	1.02%
•Stadtwerke Verden GmbH, Verden	10	1.05%	0.0	10.0	0.68%
•SWU Energie GmbH, Ulm	50	5.25%	40.0	90.0	6.15%
•Teutoburger Energie Netzwerk eG, Hagen a.T.W.	20	2.10%	10.0	30.0	2.05%
•Überlandwerk Fulda Aktiengesellschaft, Fulda	80	8.40%	100.0	180.0	12.29%
•Stadtwerke Lünen GmbH, Lünen	15	1.58%	38.0	53.0	3.62%
TOTALE	952	100%	512.5	1464.5	100%

Figura 11: Quote di partecipazione per la costruzione di un blocco e di due blocchi

4.7. La partecipazione di AET

Al termine della fase progettuale, in caso di decisione di costruzione (Baubeschluss), si provvederà a capitalizzare adeguatamente la società, in modo da permetterle di affrontare la realizzazione dell'opera. L'ammontare finale del capitale proprio della società dipende sostanzialmente da 2 fattori non ancora conosciuti:

- la reale grandezza della Centrale (tra 750 MW e 1'500 MW)
- la quota di capitale proprio rispetto all'investimento (tra il 10% e il 20%)

Il primo parametro dipende sostanzialmente dal fatto di ricevere le autorizzazioni a costruire in uno oppure in tutti e due i siti. Le dimensioni di un singolo blocco sono invece ormai chiare, avendo Siemens vinto il concorso quale EPC-Contractor.

Il secondo parametro dipende dal risultato delle trattative con gli istituti finanziari che finanzieranno l'opera, e definito per il momento solo per il primo blocco. Va da sé che si mirerà ad una quota di capitale proprio più bassa possibile.

Di conseguenza l'apporto di capitale di AET potrà variare entro la seguente forchetta:

	Potenza Centrale	Quota di AET	Quota equity	Apporto capitale da AET ⁴
Variante minima ⁵ :	750 MW	118 MW	10%	€ 22'000'000
Variante massima ⁶ :	1500 MW	200 MW	10%-20% ⁷	€ 56'000'000

4.8. Capacità finanziaria di AET

Il capitale che AET è chiamata ad apportare, vista la sua situazione finanziaria (con una quota di capitale di terzi praticamente nulla), le permette di assumere l'impegno senza alcun rischio di sovraindebitamento.

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 di terzi, rimanendo così in linea con il benchmark del settore elettrico svizzero.

Inoltre AET è già stata contattata da altre Aziende interessate ad acquistare opzioni di fornitura su lungo periodo legate a questo impianto in Germania (una sorta di sottopartecipazione, che AET si riserva evidentemente di concedere a dipendenza dei propri bisogni e di principio a termine).

4.9. Business Plan

Un Business plan è stato elaborato sia da AET che da TPK in modo indipendente.

I calcoli di redditività sono stati regolarmente adattati in base alle conoscenze più precise sull'onere degli investimenti e le tendenze aggiornate sull'evoluzione del prezzo dell'elettricità e del carbone.

⁴Arrotondato per eccesso

⁵Realizzazione di un solo blocco combinato con la soluzione di finanziamento che richiede il livello minimo di apporto di capitale da parte dei partner.

⁶Realizzazione di entrambi i blocchi combinato con la soluzione di finanziamento che prevede la quota più alta di apporto di capitale da parte dei partner.

⁷Al momento della redazione del messaggio è conosciuta solo la quota di capitale proprio necessaria per la realizzazione del 1° blocco (10%). Per prudenza è stata calcolata una quota massima di capitale proprio del 20% per il finanziamento del 2° blocco, anche se per ora nulla lascia credere che non sia possibile ottenere le stesse condizioni del primo.

Business plan di TPK

Il risultato dei calcoli di redditività di TPK, aggiornati a settembre 2007, sono riassunti nel grafico seguente, e non si scostano in modo sensibile dai precedenti. La tabella riassume invece i parametri base adottati per i calcoli, e le differenze rispetto alla vecchia versione.

Parametri per ipotesi BASE	Business Plan BET ⁸ Settembre 2007
Potenza di impianto	746,6 MW netto
Costi contratto EPC	970 Mio. €
Imprevisti	40 Mio. €
Rendimento energetico	45.6%
Quota capitale proprio	25% ⁹
Tasso interesse capitale di terzi	5.75 % ¹⁰
Tempi di costruzione (incl. sviluppo progetto e procedure rilascio permessi)	5 anni
Rimborso capitale terzi	18 anni
Durata impianto	40 anni
Ammortamento economico	20 anni

Tabella 1: Parametri principali utilizzati per la valutazione economica (business plan) di TPK

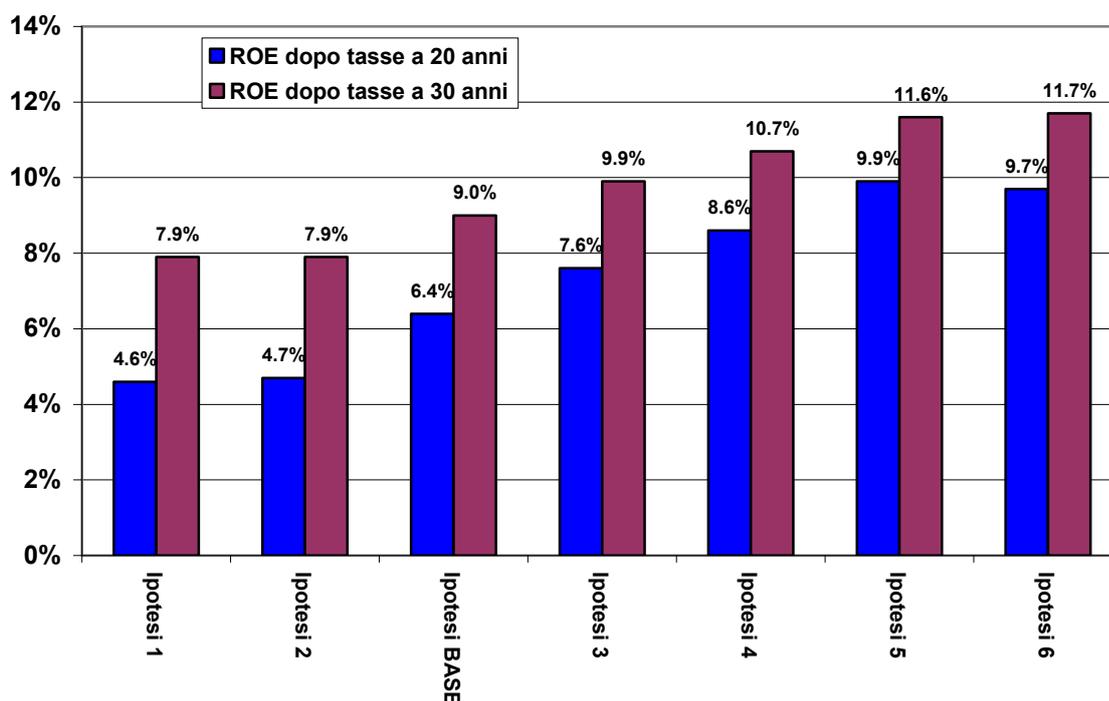


Figura 13: Redditività del capitale proprio (ROE= Return On Equity) in funzione di diversi scenari di prezzi

⁸BET (Büro für Energiewirtschaft und technische Planung - GmbH) è la società di consulenza di TPK.

⁹Lo scenario del Business plan non teneva ancora conto dell'accordo di finanziamento definito in febbraio 2008, che ha permesso di ridurre l'impegno di capitale proprio al 10% con un tasso di interesse inferiore a quello qui utilizzato.

¹⁰Idem

Le ipotesi considerate nel business plan di TPK si basano su parametri variabili rispetto ad un'ipotesi BASE che poggia sui parametri descritti nella tabella soprastante:

- Ipotesi 1: il tasso di interesse del capitale terzi è posto al 6.4% e dunque più elevato rispetto all'ipotesi BASE (dove è del 5.75%)
- Ipotesi 2: viene considerato per l'evoluzione del prezzo dell'energia elettrica un prezzo del gas diminuito di 1 €/MWh (rispetto all'ipotesi BASE) e dunque il prezzo dell'energia è ridotto rispetto all'ipotesi di BASE senza d'altra parte avere dei vantaggi sui costi marginali (operativi) dell'impianto
- Ipotesi BASE: vedi tabella soprastante. Inoltre vi sono i seguenti parametri fissati per l'ipotesi di base: inflazione non considerata, abbandono del nucleare dilazionato nel tempo (contrariamente a quanto deciso dal precedente governo che voleva l'abbandono subito), compensazione totale delle emissioni di CO₂, evoluzione dei prezzi solo influenzati da fattori di economia energetica e senza tenere conto dell'inflazione
- Ipotesi 3: spegnimento degli impianti nucleari a breve, come deciso dal governo tedesco precedente
- Ipotesi 4: distribuzione gratuita del 50% dei diritti di emissione di CO₂ fino al 2020 (nel modello di base viene considerato la compensazione totale delle emissioni di CO₂)
- Ipotesi 5: congiunzione delle due ipotesi precedenti ovvero abbandono del nucleare e allocazione gratuita del 50% di CO₂
- Ipotesi 6: viene considerato un tasso di inflazione dell' 1,5%

Business plan di AET

Il progetto é stato valutato con i seguenti indicatori economico/finanziari:

- NPV (valore attualizzato netto)
- IRR di progetto (tasso di rendimento interno del progetto)
- IRR di equity (tasso di rendimento interno del capitale proprio)
- ROE Return on Equity (redditività del capitale proprio)

La valutazione finanziaria di AET è stata svolta inserendo i dati scaturiti dalle analisi approfondite effettuate dal team di progetto di Trianel nel modello di calcolo d'investimento usualmente impiegato da AET e poi aggiornato regolarmente al nuovo stato del progetto.

I risultati della valutazione AET sono riassunti di seguito¹¹:

- NPV¹²: 10.5 Mio €
- IRR di progetto: 6.75%
- IRR di equity: 9.41%
- ROE: tra 4.31% (1° anno) e 19.20% (ultimo anno)

¹¹Per il dettaglio vedi Allegato 2

¹²Costo del capitale proprio (CAPM) 8.5%, Costo medio del capitale (WACCt) 6.25%, Investimento 1'366 mio €

Il Business plan presenta in questo momento il suo livello di redditività minore rispetto a tutte le calcolazioni fatte in precedenza, e questo a causa dei seguenti fattori concomitanti:

- il prezzo del carbone e del trasporto ha raggiunto il suo massimo storico, trascinato dalla crescita dei mercati asiatici e da temporanei colli di bottiglia per mancanza di capacità di trasporto e problemi sui porti di uno dei maggiori paesi di fornitura di carbone (Australia)
- il prezzo dell'elettricità in Germania che invece si è stabilizzato sui livelli del 2006
- il costo degli impianti che, complice la forte crescita economica, ha subito forti aumenti nel corso dell'ultimo anno

Non da meno una realizzazione di questo tipo, con il suo lungo orizzonte temporale, non può essere valutata solamente sulla base di una fotografia istantanea, ma va monitorata e giudicata costantemente. Per questo vengono tipicamente usati nel settore due indicatori il clean dark spread che rappresenta il margine operativo risultante dall'esercizio del parco centrali a carbone ed il clean spark spread che rappresenta il margine operativo risultante dall'esercizio del parco centrali a gas, tenendo conto dell'andamento del prezzo dei combustibili, del rendimento degli impianti e del costo del CO₂.

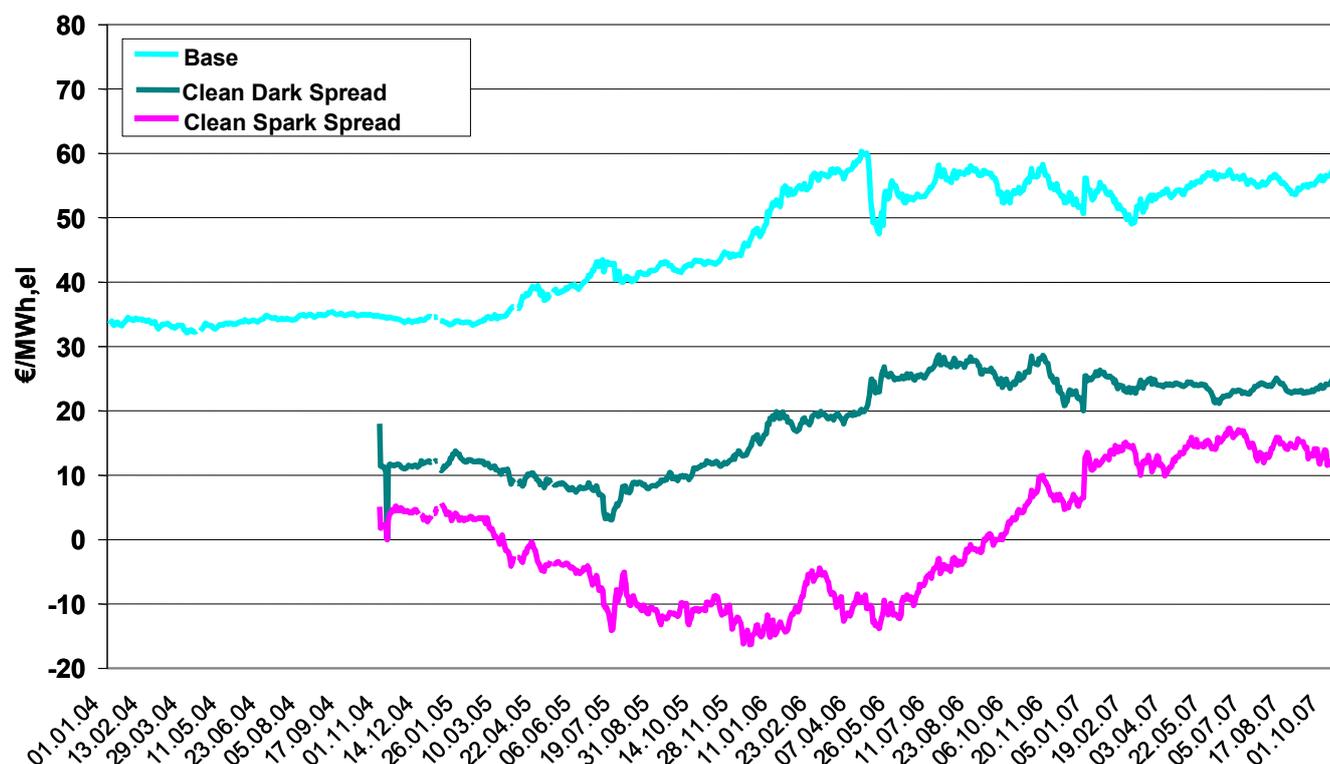


Figura 14: Andamento del clean dark spread (rendimento considerato 44%) e del clean spark spread (rendimento considerato 56%) confrontato con il prezzo dell'elettricità (per la banda)

L'andamento di questi due indicatori negli scorsi anni per il mercato germanico è rappresentato nel grafico soprastante, e dimostra come il margine operativo per l'esercizio di centrali a carbone - seppur negli ultimi tempi a causa del forte aumento del costo del carbone la differenza si sia ridotta - è sempre stato migliore rispetto a quello per le centrali a gas. In altri termini le centrali a carbone continuano a rimanere basilari nella definizione del prezzo dell'energia elettrica sul mercato germanico. Avere una capacità produttiva nel proprio portafoglio risulta dunque anche da questo punto di vista essenziale.

5. CONCLUSIONI

Sulla base delle considerazioni esposte nei paragrafi precedenti, il Consiglio di Stato invita il Gran Consiglio in ossequio alle disposizioni dell'art. 5 cpv. 4 LAET a voler:

- approvare e mantenere la partecipazione al progetto sopra descritto e nelle forme sopra indicate
- autorizzare l'Azienda Elettrica Ticinese a garantire un impegno finanziario fino a concorrenza massima di 56 milioni di Euro (ipotesi dei due blocchi), per la copertura della sua quota parte di partecipazione, da versare a tappe fino al 2012-2013, anni in cui AET comincerà a prelevare la sua quota di energia prodotta.

Il decreto è formulato in modo da poter fare fronte ad eventuali cambiamenti di forma (per es. l'integrazione in 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).

Vogliate gradire, signor Presidente, signore e signori deputati, l'espressione della nostra massima stima.

Per il Consiglio di Stato:

Il Presidente, M. Borradori

Il Cancelliere, G. Gianella

Allegati:

1. Lista dei Partners e quota di partecipazione
2. Businessplan AET
3. Piano dei termini Lünen
4. Piano dei termini Ürdingen
5. Ubicazione delle Centrali

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,

d e c r e t a :

Articolo 1

AET è autorizzata a detenere la partecipazione nella società "Trianel Power - Projektentwicklungsgesellschaft Kohlekraftwerk mbH & Co. KG", Aachen, Germania o eventualmente in un'altra società germanica avente analoghi scopi e progetti realizzativi.

Articolo 2

AET è autorizzata ad assumere impegni finanziari connessi a predetta partecipazione fino a concorrenza di Euro 56'000'000.-.

Articolo 3

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

ALLEGATO 1

Lista dei partner e quota di partecipazione (aggiornato al 01.10.2007)	MW
Trianel European Energy Trading GmbH, Aachen	80
AET Azienda Elettrica Ticinese, Schweiz, Bellinzona	150
Allgäuer Überlandwerk GmbH, Kempten	50
ENNI Energie und Wasser Niederrhein GmbH, Moers	20
enwor – energie- und wasser vor Ort GmbH, Herzogenrath	12
Energie- und Wasserversorgung Mittleres Ruhrgebiet GmbH, Bochum	150
Energie- und Wasserversorgung Rheine GmbH, Bochum	5
NVB Nordhorn GmbH, Nordhorn	15
Regio Energie Solothurn	5
Salzburg AG, Salzburg	50
STAWAG Energie GmbH, Aachen	80
Energie- und Wasserversorgung Bonn / Rhein-Sieg GmbH, Bonn	20
Stadtwerke Dachau GmbH, Dachau	5
Stadtwerke Dinslaken GmbH, Dinslaken	5
Stadtwerke EVB Huntetal GmbH, Diepholz	5
Stadtwerke Flensburg GmbH, Flensburg	20
Stadtwerke Georgsmarienhütte GmbH, Georgsmarienhütte	5
Stadtwerke Jena-Pörsneck	5
Stadtwerke Lengerich GmbH, Lengerich	20
Energie und Wasser Lübeck GmbH, Lübeck	20
Stadtwerke Osnabrück AG, Osnabrück	40
Stadtwerke Schwäbisch-Hall GmbH, Schwäbisch-Hall	5
Stadtwerke Soest GmbH, Soest	10
Stadtwerke Verden GmbH, Verden	10
SWU Energie GmbH, Ulm	50
Teutoburger Energie Netzwerk eG, Hagen a.T.W.	20
Überlandwerk Fulda Aktiengesellschaft, Fulda	80
Stadtwerke Lünen GmbH, Lünen	15
Totale	952

ALLEGATO 2**AET****VALUTAZIONE DI INVESTIMENTO****15.10.2007****Centrale a Carbone TPK; 1 blocco**

Capitale terzi oneroso	1'024'968'000 €
Investimento iniziale	1'366'624'000 €
Valore residuo (liquidazione)	149'089'567 €
Durata finanziamento CT	15 anni
Durata economica investimento	25 anni
Ore di utilizzo	7'700 h/y
Potenza installata	750.00 MW
Capacità netta	99.5%
Produzione energia dal 2013	5'746'125 MWh
Ricavi energia nel 2013	341'894'438 €
Prezzo di vendita (EEX)	59.50 €/MWh
Ricavi per altri servizi	0.00 €/MWh
Consumo carbone	1'824'000 ton/y
Costi carbone	122'208'000 €/y
Costi per emissioni CO ₂	64'980'000 €/y
Costi personale	7'500'000 €/y
Costi assicurativi	3'900'000 €/y
Costi var. x mat. di consumo (1.6€ MWh)	9'147'600 €/y

Costo carbone (incl. trasporto)	67 €/ton
---------------------------------	----------

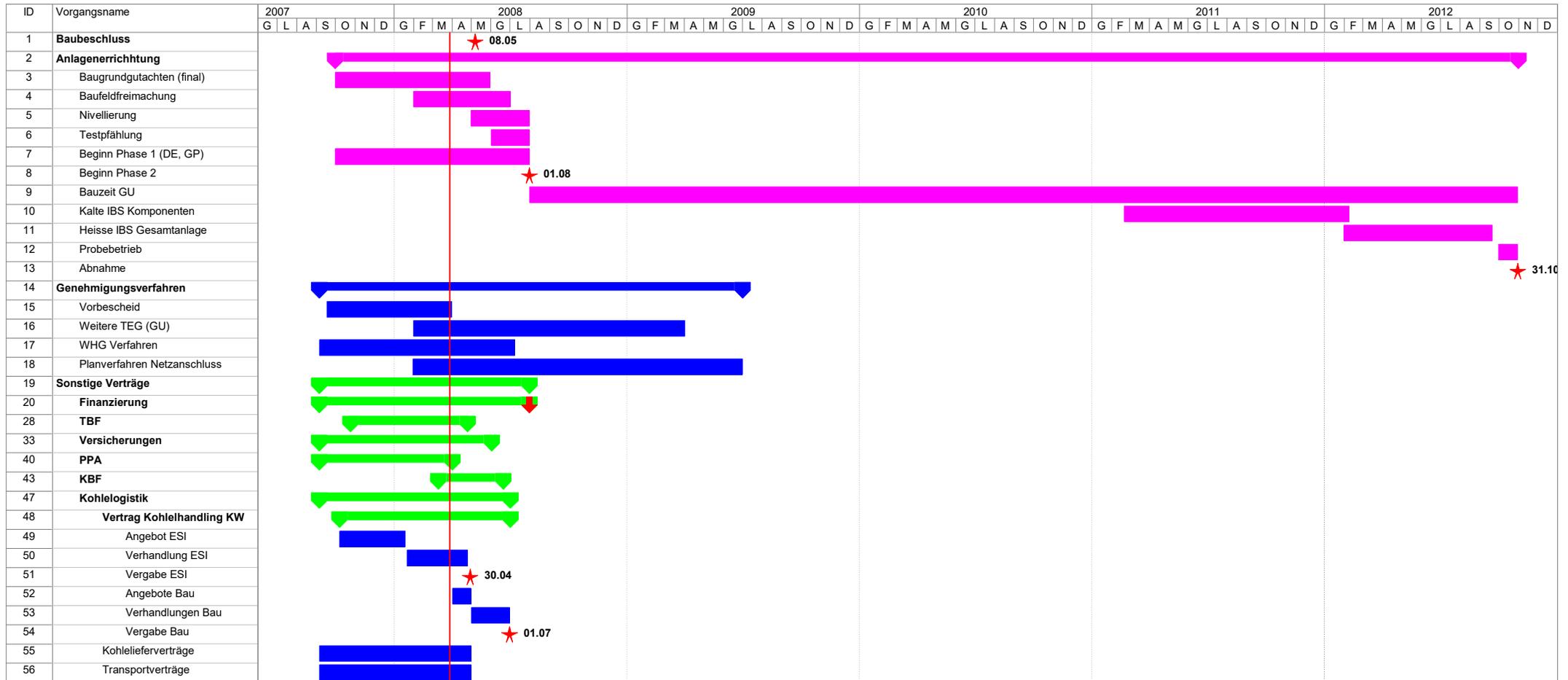
Finanziamento da terzi	75.0%
Finanziamento proprio	25.0%
Costo finanziamento terzi	5.50%
Imposte	38.5%
Redimento senza rischi (Bond Germania)	4.00%
Aumento prezzo energia	1.2%
Inflazione prevista	1.2%
Rischio investimento (market risk premium)	4.5%
Beta	1
Costo del capitale proprio (CAMP)	8.50%
WACC t	6.25%

Net Present Value	10'486'608 €
-------------------	--------------

IRR Progetto	6.75%
IRR Capitale proprio	9.41%

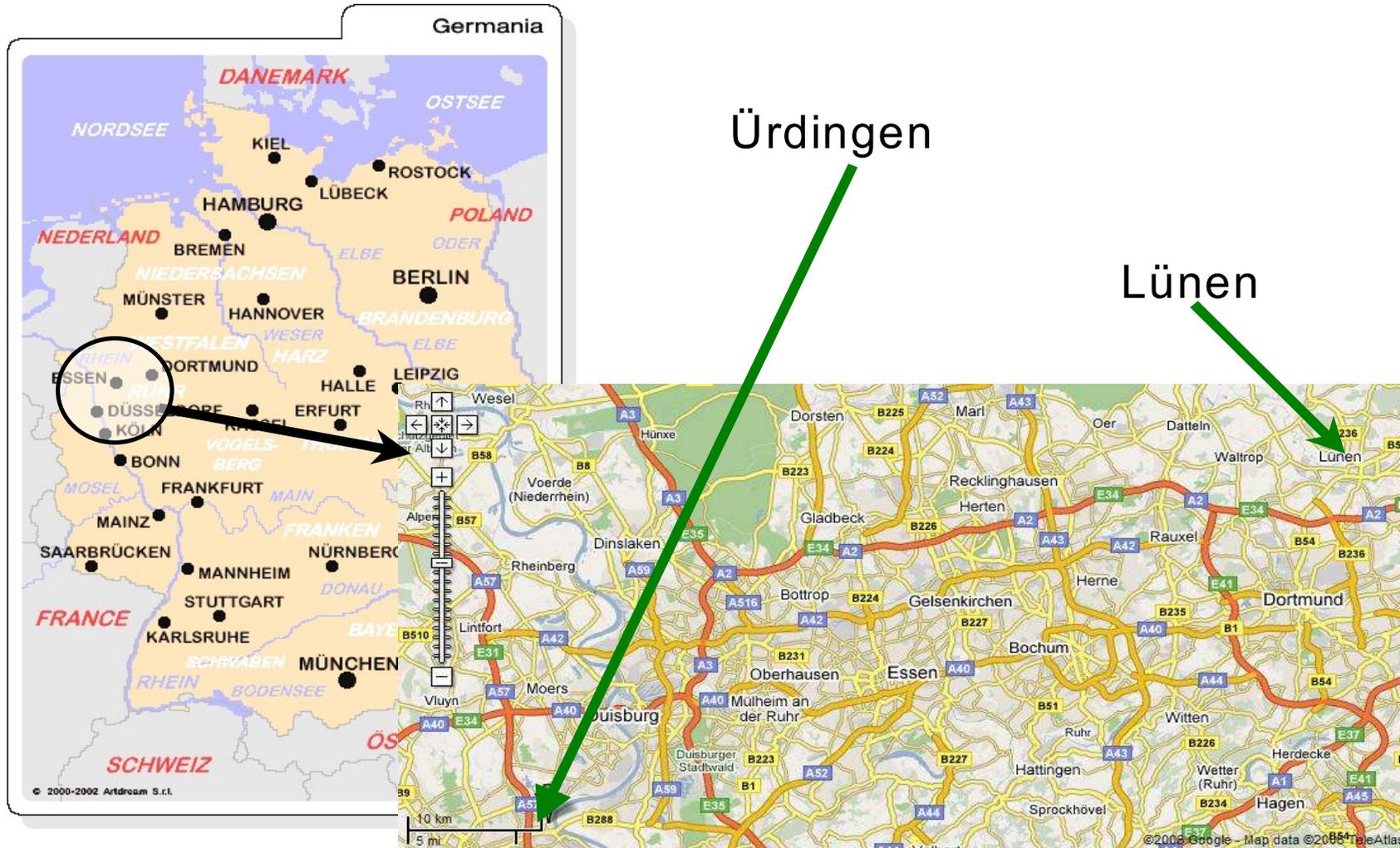
ROE medio	14.78%
-----------	--------

ALLEGATO 3



Piano dei termini per Lünen

Locazione progetti TPK



16.05.2007

www.aet.ch

G. Ballerini / P. A. Ceschi