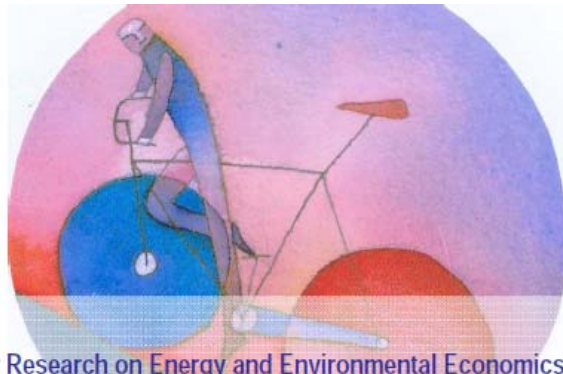


Bocconi

IEFE

Centre for Research on Energy and Environmental Economics and Policy



Research Report Series – ISSN 2036-1785

**L'incentivazione della produzione di energia elettrica
da fonti rinnovabili e assimilate attraverso il
Provvedimento CIP n. 6/ 92
*Un'analisi economica***

Clara Poletti, Federico Pontoni and Antonio Sileo

Research Report n. 4

December 2009

***IEFE - The Center for Research on Energy and Environmental
Economics and Policy at Bocconi University
via Guglielmo Röntgen 1, I-20136 Milan
tel. +39.02.5836.3820 – fax +39.02.5836.3890
www.iefe.unibocconi.it – iefe@unibocconi.it***

This report can be downloaded at: <http://www.iefe.unibocconi.it>

Clara Poletti (IEFE-Bocconi)
Federico Pontoni (IEFE-Bocconi)
Antonio Sileo (IEFE-Bocconi)

Executive summary

Il meccanismo CIP 6/92 ha rappresentato un primo tentativo di introdurre elementi di pluralismo nell'attività di generazione di energia elettrica in Italia, senza tuttavia alterare il modello organizzativo esistente, imperniato su un operatore (quasi) monopolista a cui era affidata la responsabilità di governo del sistema elettrico nazionale.

Obiettivo principale era quello di fronteggiare il rischio di un deficit strutturale di potenza, che in quegli anni era percepito come molto concreto, anche a causa dell'abbandono del nucleare. In quest'ottica, si spiega l'apertura del meccanismo alle fonti fossili e la definizione di un sistema di incentivi più adatto ad impianti di produzione alimentati a gas che a impianti alimentati da fonti rinnovabili.

In questo contesto la Legge n. 9/91 ha dato agli investitori privati la possibilità di realizzare impianti di generazione di energia elettrica destinandone la produzione al sistema elettrico nazionale, che attraverso l'Enel prima e il Gestore del Sistema Elettrico poi, si impegnava ad acquistarla ad un prezzo amministrato, per una durata prefissata.

Al fine di assicurare che i nuovi investimenti fossero realizzati a costi uguali o inferiori a quelli che avrebbe, in alternativa, sostenuto l'allora monopolista Enel si è previsto un meccanismo basato, in linea di principio, su tre criteri:

- 1) il riconoscimento di un prezzo di vendita dell'energia elettrica pari al costo medio che la stessa Enel avrebbe dovuto sostenere per realizzare la nuova capacità produttiva (*costo evitato di sistema*);
- 2) la previsione di standard di efficienza energetica minimi ai fini dell'ammissione al meccanismo degli impianti alimentati da fonti fossili;
- 3) il trasferimento sull'acquirente (Enel prima e le società pubbliche a ciò deputate poi) di tutti i rischi di mercato, ad esclusione di quelli connessi con ritardi nella realizzazione e messa in esercizio della capacità produttiva.

Queste tre condizioni avrebbero dovuto consentire la realizzazione da parte di operatori privati di nuova capacità produttiva, di cui una parte alimentata da fonti energetiche rinnovabili, a costi efficienti e con un buon rendimento energetico.

La realizzazione di tale disegno si è nella realtà rivelata molto più complessa di

quanto previsto. Elementi di distonia rispetto alla logica economica di fondo erano già presenti nella Legge 9/91, ma i problemi maggiori sono derivati dalla successiva fase di attuazione, avviata con il Provvedimento CIP 6/92 e proseguita con una serie di aggiustamenti normativi e provvedimenti regolatori.

Il Rapporto, dopo aver descritto il meccanismo CIP 6/92 nel dettaglio, propone tre tipi di analisi. La prima, di natura metodologica, affronta la questione della valutazione del meccanismo CIP 6/92 come strumento di pianificazione di nuova capacità produttiva. A tale fine, ripercorrendo i risultati della letteratura, si descrive a grandi linee un meccanismo efficiente di approvvigionamento di capacità di generazione (ed energia) da parte di un soggetto centrale, controparte degli investitori in impianti di generazione, e si valuta in che misura il meccanismo CIP 6/92 possa essere interpretato come una versione semplificata di tale riferimento teorico.

La seconda affronta un problema di non facile soluzione ma di importanza cruciale ai fini dell'attrazione dell'investimento privato in capacità di generazione nell'ambito di un meccanismo di remunerazione amministrata: quello delle modalità di aggiornamento del prezzo di cessione per tener conto della variazione del costo di approvvigionamento del combustibile.

La terza, infine, si focalizza sui (pochi) dati disponibili, proponendo qualche riflessione sull'efficacia del meccanismo CIP 6/92 come strumento d'incentivo allo sviluppo di nuova capacità produttiva, nonché sul costo che ciò può aver comportato per il sistema.

Aspetti metodologici

Per quanto attiene gli aspetti metodologici, l'analisi evidenzia come in un meccanismo di approvvigionamento efficiente di nuova capacità produttiva da parte di un soggetto centrale:

1. data l'incertezza circa il livello e la struttura dei costi, la selezione delle proposte di investimento e la determinazione del prezzo da riconoscere ai produttori debba essere realizzata attraverso un'asta;
2. per non creare distorsioni in fase di dispacciamento dell'impianto, il prezzo di cessione debba essere articolato in due parti, una a copertura dei costi fissi di produzione

(€/MW) e l'altra a copertura dei costi variabili (€/MWh);

3. per non lasciare rischio prezzo sul produttore, la componente espressa in €/MWh debba essere aggiornata periodicamente in modo da riflettere l'andamento dei costi;
4. per assicurare flessibilità in funzione delle mutevoli condizioni di mercato, l'asta debba essere ripetuta periodicamente e in alcuni casi si conclude senza la selezione di iniziative.

In questo meccanismo il costo di eventuali errori nella selezione delle offerte – ad esempio per effetto di stime della domanda attesa che non risultano confermate – ricade sul soggetto centrale controparte dei produttori e, di conseguenza, sui consumatori. Lo stesso principio si applica al rischio connesso con la variabilità del costo di approvvigionamento del combustibile. Ciò consente di contenere il tasso di remunerazione del capitale necessario ad attrarre l'investimento nel settore.

Il meccanismo CIP 6/92 condivide più di un elemento del meccanismo efficiente di riferimento. Rispetto a quest'ultimo, tuttavia, il CIP 6/92 dipende maggiormente da parametri fissati amministrativamente (prima di tutto il prezzo di cessione) e risulta, pertanto, particolarmente più vulnerabile a errori da parte dell'Autorità pubblica.

Tenuto conto delle caratteristiche del settore elettrico italiano in quegli anni, il meccanismo CIP 6/92 avrebbe potuto portare ad esiti non lontani a quelli del riferimento teorico, e dunque alla selezione efficiente di nuovi investimenti in capacità di generazione, garantendo al sistema un adeguato margine di riserva. Questo avrebbe richiesto la realizzazione di due condizioni. La prima è che il prezzo di cessione fissato per via amministrativa fosse una buona approssimazione dei costi efficienti di produzione di energia elettrica di un impianto a ciclo combinato. La seconda è che, al prezzo di cessione stabilito, non fosse ragionevole attendersi un eccesso di investimenti in nuova capacità produttiva.

Vi sono tuttavia indicazioni che queste condizioni non si siano verificate.

Con riferimento al prezzo di cessione, in particolare, diversi fattori - sia metodologici, sia attinenti alla quantificazione dei parametri – hanno contribuito ad allontanare il valore dai costi attesi di produzione dell'ipotetico impianto di generazione "evitato". Un esempio di distonia rispetto al principio del costo evitato di sistema è la

cosiddetta “componente incentivante”: agli elementi del prezzo pagato per l’energia CIP 6/92 intesi riflettere il “costo evitato”, se ne aggiunge una ulteriore, con finalità di “incentivazione”. Un’ulteriore distorsione deriva dal riconoscimento della stessa remunerazione ad impianti realizzati in anni anche molto lontani tra di loro. Il prezzo di cessione avrebbe infatti dovuto essere rideterminato periodicamente affinché il costo riconosciuto a ciascuna generazione di impianti riflettesse la dinamica temporale del costo fisso evitato, dovuta per esempio all’innovazione tecnologia, alle economie di apprendimento, alla variazione del costo dei fattori produttivi. Un problema analogo si è presentato con riferimento ai costi di combustibile. Infatti, il rendimento termico dell’impianto di riferimento, che avrebbe dovuto ragionevolmente seguire nel tempo e con riferimento ai nuovi investimenti, l’evoluzione della tecnologia, non è stato aggiornato se non per alcuni impianti.

La combinazione di questi elementi ha spinto verso un allontanamento dei prezzi dai costi efficienti di produzione e questo ha a sua volta comportato la necessità di effettuare il razionamento delle proposte di investimento, attuata dal Ministero dell’Industria con il decreto del 24 gennaio del 1997.

Il costo evitato di combustibile

Un secondo profilo di criticità emerso nell’attuazione del meccanismo CIP 6/92 riguarda l’aggiornamento della componente del prezzo di cessione relativa al costo evitato di combustibile (CEC). Tale componente, secondo il meccanismo CIP 6/92 e coerentemente con la logica di “costo evitato”, avrebbe dovuto essere determinata con riferimento al valore di mercato del gas naturale. Tuttavia, nella realtà l’attuazione di questo principio si è rivelata più complessa di quanto previsto.

Il decreto del Ministro dell’industria del 1994 aveva risolto la questione prevedendo che il CEC venisse determinato sulla base dell’accordo SNAM/Confindustria (e più tardi SNAM-Unapace). Tuttavia, con il passare degli anni, date anche le modifiche strutturali del settore a seguito della liberalizzazione, le condizioni previste dal contratto con SNAM si sono progressivamente discostate dai prezzi mediamente praticati nel mercato¹. Questo ha creato una spinta verso la revisione dei criteri di determinazione del CEC che ha trovato il proprio sbocco al termine degli accordi contrattuali assunti come riferimento.

¹ Documento di consultazione n. 18/06.

A fine 2006, data la scadenza del contratto assunto come riferimento, si è dunque posto il problema dell'identificazione di una nuova metodologia per la determinazione del CEC. E' alla fine di tale anno che l'AEEG, con la delibera n. 249/06, ha definito nuove regole per la quantificazione del CEC per l'anno successivo, il 2007. Queste regole sono state successivamente corrette con la delibera n. 154/08, ai fini della determinazione del CEC per l'anno 2008 e seguenti.

Dall'analisi della nuova metodologia di determinazione del CEC definita dall'AEEG emergono numerose criticità sostanziali, che hanno contribuito ad allontanare il prezzo di cessione dal costo evitato di sistema.

La prima criticità attiene direttamente alla logica di ricostruzione del CEC come somma di diverse componenti, rappresentative del costo di approvvigionamento all'ingrosso e di ulteriori elementi, quali i costi di trasporto e l'attività di commercializzazione dei venditori. In tal modo il CEC viene ad essere non un indicatore del prezzo del gas in Italia, ma del prezzo del gas in Italia "come sarebbe", qualora l'Autorità imponesse ai venditori di gas in Italia un margine all'ingrosso regolato pari ad valore predefinito dall'AEEG ed utilizzato per la quantificazione del CEC. L'attuazione del principio del costo evitato con riferimento ai costi di combustibile richiede quindi un netto cambiamento di impostazione, con il riconoscimento del fatto che il costo di approvvigionamento del gas a bocca di centrale per i produttori di energia elettrica dipende dalle dinamiche del mercato della vendita in Italia, sulle quali l'AEEG non ha alcun controllo.

Al di là delle critiche alla scomposizione del CEC sopra argomentate, il cui superamento richiederebbe un netto cambiamento di approccio con il passaggio alla rilevazione di valori medi di mercato nel mercato del gas italiano, l'aggiornamento sulla base di un indice standard costruito su un paniere di combustibili deve essere oggetto di attenta valutazione. Distorsioni anche piccole rispetto a quanto effettivamente prevalente nel mercato possono nel tempo cumularsi, portando a divari anche rilevanti tra valore standard e valore effettivo di mercato del gas. D'altronde la stessa AEEG ha nel tempo riconosciuto la necessità di avvicinare le regole di indicizzazione a quelle prevalenti nel mercato. In particolare, un elemento della metodologia di aggiornamento che ha contribuito ad allontanare il CEC dai costi di approvvigionamento è la cosiddetta clausola di

salvaguardia, che impedisce che variazioni dei prezzi dei prodotti petroliferi possano tradursi interamente in variazioni del CEC. Concretamente la clausola di salvaguardia ha avuto un impatto rilevante nella determinazione del CEC proprio perché è stata applicata retroattivamente, a partire dal 2004, in anni quindi di forte aumento del prezzo del petrolio. A titolo esemplificativo, se nel calcolo del CEC per l'anno 2008 non si fosse applicata la clausola di salvaguardia, a parità di ogni altra condizione, il valore sarebbe risultato di oltre l'8% superiore a quello riconosciuto.

Oltre alla clausola di salvaguardia, la principale fonte di distorsione del CEC oggi ancora presente riguarda la metodologia di conversione da dollari ad euro del prezzo del gas alla frontiera. Tale metodologia è, infatti, diversa da quella effettivamente prevalente nella compravendita di gas e pone un rischio sugli operatori non piccolo. Nel 2008, ad esempio, l'impatto sul CEC dell'utilizzo di questa metodologia di conversione è stato di ben 0,25 c€/kWh (circa 3% del valore). Ciò impone agli operatori di operare sul mercato valutario per coprirsi dal rischio cambio, sostenendo costi che potrebbero essere evitati modificando la metodologia di determinazione del CEC.

In conclusione, nella determinazione del costo del gas naturale per gli impianti CIP 6/92 viene utilizzato una metodologia esplicitamente non rappresentativa delle condizioni di approvvigionamento sul mercato del gas naturale per uso termoelettrico in Italia. L'AEEG motiva tale approccio nei seguenti termini *“un aggiornamento che si basasse sugli attuali prezzi delle forniture di gas naturale per usi termoelettrici – nella attuale situazione di elevata concentrazione del mercato del gas naturale e di ancora ridotta apertura concorrenziale sul lato dell'offerta – non risponderebbe alle necessarie caratteristiche di obiettività, verificabilità e non manipolabilità”*.

L'approccio adottato dall'Autorità è incoerente con la logica generale del meccanismo CIP 6/92. Infatti il riferimento ad un prezzo diverso da quello a cui è effettivamente possibile per un generatore termoelettrico (con le caratteristiche di quello di riferimento) approvvigionare gas naturale sul mercato rilevante priva il costo evitato di combustibile della sua natura di “costo evitato”. L'intervento in esame è pertanto un esempio di *“dynamic inconsistency”*: la redditività di un investimento privato irreversibile effettuato sulla base di impegni assunti dall'Autorità pubblica circa il futuro, viene alterata dopo che esso è stato “affondato”, da una azione dell'Autorità pubblica

incoerente con l'impegno assunto al momento dell'investimento. Un tale approccio – al di là delle considerazioni di equità – pone un problema di credibilità degli impegni assunti dall'Autorità pubblica, che può comprometterne la capacità di attrarre investimenti nel settore, o aumentarne il rischio e, per questa via, il costo che in definitiva viene sopportato dai consumatori finali.

Il costo della perdita di credibilità degli impegni assunti dall'autorità pubblica nei confronti degli investitori in capacità di generazione è potenzialmente assai elevato, dato il crescente ruolo delle decisioni dell'autorità pubblica nel determinare la redditività di capacità di generazione elettrica, collegato al perseguimento degli obiettivi ambientali e di politica energetica.

L'efficacia ed il costo del meccanismo CIP 6/92

La valutazione del costo della manovra prevista dalla Legge n. 9/91 e attuata con il Provvedimento CIP 6/92 è da lungo tempo oggetto di un acceso dibattito. Dal punto di vista metodologico, tale valutazione deve essere basata su assunzioni circa lo scenario che si sarebbe verificato se la misura non fosse stata adottata o se fosse stata adottata in modo diverso, in particolare in modo da ridurre la profittabilità attesa per gli investitori in impianti CIP 6/92. Sulla base dello scenario controfattuale assunto sarebbe quindi possibile comparare il beneficio aggiuntivo ottenuto dalla misura in esame e con il costo sostenuto per ottenerlo. Questo esercizio va oltre l'ambito del nostro lavoro. Per altro, esso si baserebbe su assunzioni altamente discrezionali circa *i)* chi, *ii)* in che misura e *iii)* a quale costo avrebbe investito nella realizzazione di capacità di generazione in assenza della misura in esame. Ancora più arbitraria sarebbe qualsiasi assunzione circa quale sarebbe stato l'impatto della capacità alternativa a quella CIP 6/92 sui prezzi dell'energia elettrica in seguito all'apertura del mercato alla concorrenza.

E' tuttavia possibile trarre indicazioni indirette da alcune evidenze disponibili.

Anzitutto, il meccanismo CIP 6/92 ha effettivamente avuto un impatto sul sistema elettrico italiano in termini di aumento della capacità di generazione: più dei due terzi della nuova capacità installata in Italia, nel periodo 1992 - 2000 sono stati realizzati sotto il cappello del Provvedimento CIP 6/92. In tali anni, infatti, in valore assoluto, la capacità di generazione del nostro Paese è cresciuta di 14.000 MW, passando da 64.000 MW a 78.000 MW e nello stesso periodo sono entrati in esercizio 10.000 MW CIP 6/92.

Per quel che concerne le fonti rinnovabili, invece, si può dire che il Provvedimento non ha avuto un grande impatto sulla promozione delle stesse, ad eccezione dell'idroelettrico che ha avuto 2000 MW di nuova capacità realizzata nell'ambito del CIP 6/92. Per le altre fonti rinnovabili la capacità incrementale è stata di soli 700 MW, di cui 390 di impianti geotermici di Enel. Il mancato sviluppo delle fonti rinnovabili non si ritiene tuttavia imputabile principalmente al meccanismo CIP 6/92, quanto piuttosto all'assenza di un insieme di condizioni di sistema che favorisse l'investimento in capacità di generazione rinnovabile, tra cui ad esempio il mancato sviluppo di tecnologie per la generazione di elettricità da fonti rinnovabili. Non è un caso che gli investimenti si siano concentrati nell'idroelettrico, una tecnologia ben radicata nel nostro Paese.

Infine, per quel che concerne il calcolo del costo complessivo, bisogna sottolineare come l'assenza di dati pubblici non consenta una quantificazione esatta di quelli sostenuti nei primi anni di operatività del meccanismo. Sono invece disponibili i dati sull'evoluzione del costo di ritiro dell'energia prodotta dai soggetti CIP 6/92, dal 2001, ovvero da quando il soggetto obbligato al ritiro di tale energia è il GSE (prima GRTN).

Dall'analisi dei dati emerge che il costo medio di ritiro dell'energia CIP 6/92 è stato sensibilmente al di sopra del prezzo del mercato della compravendita all'ingrosso dell'energia elettrica. Tale costo è inoltre andato aumentando nel tempo, passando dagli 87,8 €/MWh del 2001 ai 112,4 €/MWh del 2008. L'aumento è guidato prevalentemente dall'incremento proprio del costo di combustibile, connesso anche alle tensioni sui mercati internazionali dei prodotti petroliferi e del gas naturale. La riduzione della quantità di energia ammessa al meccanismo CIP 6/92 ha in parte attenuato l'impatto complessivo sui consumatori.

Il costo sostenuto per l'acquisto dell'energia prodotta dagli impianti rinnovabili delle energie rinnovabili è più elevato di quello delle fonti assimilate, in quanto copre il costo addizionale delle tecnologie.

Tuttavia, visto che il peso dell'energia da impianti CIP 6/92 da fonti rinnovabili sull'energia CIP 6/92 totale è sempre inferiore al 25%, il prezzo di cessione medio ponderato risulta essere molto più vicino al costo dell'energia elettrica prodotto attraverso le fonti assimilate.

Il costo di acquisto dell'energia CIP 6/92 negli ultimi otto anni 2001-2008 è stato di 36 miliardi di euro. Il GSE stima che il costo di acquisto per il restante periodo 2009-

2020 si potrà assestare attorno ai 30 miliardi di euro. Per un totale di 66 miliardi di euro per il ventennio in questione. Per una stima complessiva del costo di acquisto a questi andrebbe aggiunta una cifra difficilmente quantificabile, relativa al primo periodo di operatività del meccanismo, dal 1992 al 2000.

La copertura di tali costi è stata garantita in parte attraverso la vendita di energia ad un prezzo determinato annualmente per decreto; per la restante parte attraverso la componente tariffaria A3 della bolletta. Tuttavia, va segnalato che l'energia elettrica CIP 6/92 è stata sempre venduta al mercato a prezzi volutamente inferiori al prezzo di mercato, con finalità (che qui non commentiamo) di promozione della concorrenza. Il perseguimento di questo obiettivo, che nulla ha a che fare con il CIP6/92, ha comportato un'amplificazione artificiosa della differenza tra ricavi da cessione e costi di approvvigionamento dell'energia CIP 6/92, aumentando l'onere complessivo da recuperare attraverso la componente A3.

Ad esempio, con riferimento all'anno 2008, a fronte di un costo complessivo di acquisto dell'energia CIP 6/92 di circa 5.400 milioni di euro, i ricavi ottenuti dal GSE per la vendita di questa energia si sono assestati poco sopra i 3.000 milioni di euro, con un differenziale da recuperare in tariffa di circa 2.300 milioni di euro. Se l'energia CIP 6/92 fosse stata venduta ai prezzi di borsa l'onere da recuperare in tariffa sarebbe invece sceso del 24%, a circa 1.750 milioni di euro.

Dunque, la parte della componente A3 correntemente attribuita alle partite CIP6/92 non rappresenta una misura corretta dell'extraonere che il meccanismo CIP 6/92 pone in capo ai consumatori, visto che essa riflette anche il costo (significativo) di una politica estranea al CIP 6/92. Anche meno appropriata sarebbe una quantificazione basata sul valore complessivo della componente A3, in quanto essa è stata utilizzata nel tempo per la copertura di svariati altri oneri, indipendenti dai costi CIP 6/92. Infatti, se nel 1998, anno di partenza del fondo oneri rinnovabili, i costi CIP 6/92 rappresentavano il 100% della componente A3, oggi, la parte del gettito destinata finanziare gli impianti CIP 6/92 rappresenta meno del 70% del totale.

SOMMARIO

1	INTRODUZIONE	13
2	ELEMENTI DI CONTESTO	15
3	IL DISEGNO DEL MECCANISMO CIP 6/92	18
4	IL MECCANISMO CIP 6/92 COME STRUMENTO DI INCREMENTO DELLA CAPACITÀ DI GENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA	28
4.1	LA DETERMINAZIONE PER VIA AMMINISTRATIVA DEL PREZZO DI CESSIONE	31
4.2	L'ADEGUAMENTO DEL PREZZO DI CESSIONE ALLE CONDIZIONI DI MERCATO.....	33
4.3	ARTICOLAZIONE DEL PREZZO DI CESSIONE E IL DISPACCIAMENTO DEGLI IMPIANTI CIP 6/92	34
4.4	L'INDETERMINATEZZA DELLE QUANTITÀ DI CAPACITÀ ACQUISTATA	35
4.5	RIPARTIZIONE DEI RISCHI	37
5	IL COSTO EVITATO DI COMBUSTIBILE (CEC)	37
5.1	DETERMINAZIONE DEL CEC – RICOSTRUZIONE DELLA SERIE STORICA FINO AL 2007	40
5.2	MODALITÀ DI AGGIORNAMENTO DEL CEC PER IL 2008 E PER GLI ANNI SUCCESSIVI	46
5.3	CONFRONTO TRA LA DELIBERA N. 249/06 E LA DELIBERA N. 154/08	51
5.4	LA METODOLOGIA DI DETERMINAZIONE DEL CEC: VALUTAZIONI QUANTITATIVE	54
5.5	MODALITÀ ALTERNATIVE DI DETERMINAZIONE DEL CEC	62
6	IL CIP 6/92 NEI NUMERI	65
6.1	EFFETTI DEL PROVVEDIMENTO CIP 6/92.....	65
6.2	IL COSTO DEL PROVVEDIMENTO CIP 6/92	69
7	CONCLUSIONI	76

1 Introduzione

Lo spostamento, relativamente recente ma deciso, della politica energetica verso obiettivi di sostenibilità ambientale ha portato l'attenzione degli studiosi e delle istituzioni sull'analisi degli strumenti di policy disponibili in contesti di mercato per indirizzare le scelte di investimento verso tecnologie pulite. Nel settore energetico, in particolare, il dibattito si è focalizzato sui possibili meccanismi d'incentivo alla realizzazione d'impianti di generazione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili (eolico, fotovoltaico, ecc.).

Anche in Italia gli incentivi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono oggi al centro del dibattito, non solo in termini di attuazione di nuovi meccanismi che consentano il raggiungimento degli obiettivi assegnati all'Italia dal pacchetto clima/energia dell'Unione Europea, ma anche in termini di valutazione dell'efficacia e dell'efficienza dei meccanismi esistenti. Tra questi, in particolare, il sistema d'incentivi introdotto nel 1992 con il famoso Provvedimento del Comitato Interministeriale Prezzi n. 6/92 (CIP 6/92) sulla base della Legge n. 9 del 1991 continua ad attrarre un vivace dibattito di politica economica, sia con riferimento al disegno del meccanismo, che alla sua attuazione. Distorsioni in favore della produzione di energia elettrica attraverso fonti fossili (le cosiddette fonti assimilate); scarsa efficacia dello stimolo agli investimenti in nuova produzione da fonti rinnovabili ed eccessiva onerosità per il sistema: sono tra le principali questioni sollevate, alle quali si vorrebbe dare risposta. Molto spesso il dibattito utilizza tuttavia chiavi di lettura decontestualizzate rispetto al periodo in cui il Provvedimento CIP 6/92 è stato approvato: gli inizi degli anni '90. Il decreto Bersani era ancora lontano ed Enel operava nel sistema come soggetto centrale, responsabile del dispacciamento della generazione. I sistemi di misura ed aggregazione dell'energia elettrica prodotta erano ancora molto approssimativi, in particolare per gli impianti di piccola generazione come le fonti rinnovabili. Non esistevano ancora regole chiare e trasparenti per la connessione di centrali di piccola taglia alle reti di distribuzione. Anzi, la connessione alla propria rete di unità di produzione a fonte rinnovabile era considerata dal distributore come un disturbo da evitare, quando possibile. Tutto ciò rendeva impensabile in quel momento il rapido avvio di una vera e propria liberalizzazione del settore energetico, con la contestuale creazione di un mercato. In tale contesto, l'unico modello possibile per

l'apertura ad investitori privati dell'attività di generazione di energia elettrica era quello del "ritiro obbligato a condizioni di mercato". In questo modello, così come in quello delineato dal legislatore italiano, si consente ad investitori privati di costruire nuova capacità di generazione imponendo ad un soggetto centrale (in Italia Enel) di acquistarne la produzione (in eccesso rispetto alle necessità di consumo dello stesso produttore) ad un prezzo pari al valore di quella capacità per il sistema (costo evitato di sistema).

Per quanto questo tipo di meccanismo sia semplice da descrivere e di facile intuizione economica, la sua attuazione pratica presenta delle criticità di non facile soluzione. Gli elementi più problematici sono quelli legati alle dinamiche intertemporali. Da un lato, infatti, il meccanismo deve essere sufficientemente flessibile da consentire adattamenti al mutare delle condizioni di mercato, sia con riferimento ai costi, che agli investimenti da realizzare. D'altro canto, tuttavia, per non porre rischio non necessario sui produttori, le regole di remunerazione dell'investimento devono essere trasparenti e stabili nel tempo. La tentazione di correggere le regole dopo che l'investimento è stato realizzato può dunque essere forte. La conseguenza può essere un'inconsistenza dinamica del meccanismo, particolarmente deleteria nel lungo periodo. L'effetto delle modifiche normative non si vede tanto sull'efficacia del meccanismo nel breve termine ma si traduce piuttosto in una modifica, spesso peggiorativa, della redditività dei soggetti coinvolti. Tuttavia questo genera una perdita di credibilità del decisore pubblico si tradurrà in una minore efficacia dei provvedimenti futuri.

Il costo della perdita di credibilità degli impegni assunti dall'autorità pubblica nei confronti degli investitori in capacità di generazione è potenzialmente assai elevato, dato il crescente ruolo delle decisioni dell'autorità pubblica nel determinare la redditività di capacità di generazione elettrica, collegato al perseguimento degli obiettivi ambientali e di politica energetica.

Tutta una serie di criticità nell'attuazione del Provvedimento CIP 6/92 sono derivate proprio dalla contrapposizione tra queste due forze. Si pensi, ad esempio, all'ampio contenzioso connesso alla determinazione della componente del prezzo di cessione a copertura del costo del combustibile (CEC): un chiaro esempio di "inconsistenza temporale" della regolazione.

Altri problemi sono venuti dalla difficoltà connessa con la stima del costo evitato di

sistema su un periodo pluriennale. Questo ha portato ad un aumento del prezzo di cessione al di sopra del valore minimo necessario a giustificare economicamente la scelta di investimento.

Infine, va ricordato che dagli anni '90 il sistema energetico italiano è profondamente cambiato, attraverso la completa apertura dei mercati alla concorrenza ed il trasferimento del servizio di dispacciamento ad una società indipendente. Dalla metà dall'inizio degli anni duemila il meccanismo delineato dal Provvedimento CIP 6/92 ha dovuto dunque operare in un quadro completamente mutato. Questo ha messo in luce alcune criticità del meccanismo, ad esempio con riferimento alle modalità di utilizzo degli impianti CIP 6/92 nell'ambito del dispacciamento.

Il presente Rapporto analizza il Provvedimento CIP 6/92 con riferimento alla questione del disegno del meccanismo, alle modifiche che l'hanno interessato nel corso del tempo e alle possibili evoluzioni future, nonché ai problemi emersi in fase attuativa. L'analisi è, per quanto possibile, supportata da elementi quantitativi che aiutano a comprendere l'impatto concreto del Provvedimento sul sistema energetico italiano. Lo sforzo di comprendere le ragioni economiche che hanno giustificato la Legge n. 9/91 e il Provvedimento CIP 6/92, nonché di valutare le criticità attuative incontrate appare tanto più importante alla luce del processo in corso di definizione di adeguati meccanismi di remunerazione degli investimenti impianti di generazione alimentati a fonti rinnovabili.

2 Elementi di contesto

Nella valutazione della Legge n. 9/91 e del Provvedimento CIP 6/92 è necessario tenere conto del contesto in cui questi interventi normativi si sono inseriti. Un primo elemento da tenere in considerazione è che questi provvedimenti non avevano come unico, e forse neppure principale, obiettivo lo sviluppo della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, ma rappresentavano la risposta a molteplici istanze che si sono manifestate in Italia e in Europa in quegli anni. L'abbandono del programma nucleare a fine anni '80 aveva generato in Italia la percezione di un rischio di scarsità di capacità generazione di energia elettrica rispetto alla domanda; di qui l'obiettivo, alla base della Legge n. 9/91, d'incentivazione dell'investimento in capacità produttiva addizionale. In secondo luogo, la privatizzazione e la liberalizzazione

dei mercati dell'energia, già avviate in alcuni Paesi Europei, cominciavano in quegli anni a diventare oggetto di dibattito anche in Italia. Spinte in tale direzione venivano anche dai produttori idroelettrici indipendenti, che vendevano nello sviluppo della propria capacità produttiva un'opportunità economica e di mercato .

In questa prospettiva le misure previste nella Legge n. 9/91 costituiscono un primo tentativo di aprire il mercato italiano della generazione di energia elettrica a investitori privati, superando in questo la riserva in favore dell'Enel – allora ente pubblico – e delle imprese municipalizzate². Infine, all'inizio degli anni '90 gli obiettivi di sostenibilità della crescita stavano diventando un elemento centrale del dibattito internazionale e, in qualche misura, erano entrati anche nel dibattito italiano. Dato il suo importante contributo alle emissioni di gas climalteranti, la generazione di energia elettrica era, ed è tuttora, una delle industrie maggiormente coinvolte nelle politiche per il controllo delle emissioni di gas serra.

Nel quadro generale sopra delineato, la Legge n. 9/91 è dunque intervenuta a colmare un deficit strutturale di potenza, avviando una forma parziale di liberalizzazione delle attività di generazione elettrica³. In quest'ottica, si giustifica l'apertura del meccanismo alle fonti assimilate. L'ulteriore obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili è stato invece perseguito attraverso il riconoscimento di un prezzo di cessione più alto per la produzione da tali fonti⁴, senza tuttavia costruire un apposito sistema di incentivi basato sulle caratteristiche di questo tipo di impianti.

Un secondo elemento di contesto da considerare è che in quegli anni Enel operava in un regime di sostanziale monopolio, con la responsabilità di assicurare l'equilibrio tra domanda ed offerta attraverso il dispacciamento degli impianti di generazione. La riforma realizzata attraverso il cosiddetto decreto Bersani nel 1999, con la creazione di un soggetto indipendente responsabile del dispacciamento e della sicurezza del sistema, era ancora da pensare. In questo contesto la Legge n. 9/91 ha definito le linee generali di un meccanismo che consentiva anche ad investitori privati di realizzare impianti di generazione destinandone la

² La Legge n. 308 del 1982 aveva già introdotto un primo elemento di apertura della generazione di energia elettrica ma solo per gli impianti di piccola dimensione.

³ *L'intervento pubblico nel settore energetico: l'incentivazione della produzione da fonti energetiche rinnovabili*, D. Ardolino in *Innovazione e Diritto* n. 1/ 2009.

⁴ Si noti che il Provvedimento CIP 6/92, almeno in linea di principio, svantaggiava le fonti rinnovabili riconoscendo loro un prezzo di cessione che dipendeva dall'andamento del prezzo del gas. Ciò creava un disallineamento forte tra struttura dei costi e struttura dei ricavi per queste fonti.

produzione al sistema elettrico nazionale, che attraverso l'Enel prima e il Gestore del sistema elettrico poi, si impegnava ad acquistarla ad un prezzo amministrato, per una durata prefissata. Secondo quanto previsto dall'impianto regolatorio delineato nei suoi elementi di fondo dalla Legge n. 9/91, il prezzo riconosciuto all'energia elettrica prodotta dagli impianti ammessi al meccanismo avrebbe dovuto essere determinato sulla base del cosiddetto "costo evitato" ed era quindi inteso riflettere il risparmio che tale produzione incrementale avrebbe consentito al sistema elettrico italiano di ottenere, evitando appunto investimenti di pari entità da parte dell'Enel. In questo modo, almeno in linea teorica, avrebbero dovuto crearsi le condizioni per l'entrata di nuovi operatori solo a condizione che questo avesse comportato una riduzione del costo complessivo di produzione per l'intero sistema.

Il disegno generale tracciato dalla Legge n. 9/91 riflette una logica già sperimentata in altri Paesi, tra cui gli Stati Uniti. Nel 1978, il governo federale degli Stati Uniti aveva approvato il Public Utility Regulatory Policy Act (PURPA)⁵. La stessa strada era stata percorsa alla fine degli anni '80 dal Regno Unito. Con la Legge n. 9/91 l'Italia si è dunque inserita all'interno di una famiglia di meccanismi già utilizzati a livello internazionale e che potremmo chiamare di "ritiro obbligato a valori di mercato". Nella realtà, l'attuazione di questo concetto generale si è rivelata da subito problematica. D'altronde, anche le esperienze straniere sono state oggetto di critica, in particolare con riferimento al costo elevato sostenuto dal sistema per lo sviluppo della nuova capacità di generazione⁶. In effetti i meccanismi di "ritiro obbligato a valori di mercato", per come sono stati attuati sia in Europa che negli Stati Uniti, hanno risentito nell'impostazione di un approccio più di pianificazione che di mercato.

Per quanto riguarda in particolare l'esperienza italiana, elementi di distonia rispetto alla logica economica di fondo erano già presenti nella Legge n. 9/91, ma i problemi maggiori sono derivati dalla successiva fase di attuazione, avviata con il Provvedimento CIP 6/92 e proseguita con una serie impressionante di aggiustamenti normativi e provvedimenti regolatori.

In quello che segue indicheremo per semplicità come "meccanismo CIP 6/92" l'intero

⁵ Secondo il PURPA le utility locali erano obbligate ad acquistare l'energia elettrica prodotta da eventuali operatori nuovi entranti a un prezzo allineato al "costo evitato" dall'utility stessa.

⁶ Per una revisione critica del processo di ristrutturazione e liberalizzazione dei mercati elettrici negli Stati Uniti si veda S. Borenstein e J. Bushnell, "Electricity Restructuring: Deregulation or Reregulation?", POWER, febbraio 2000.

sistema regolamentare che attua il disposto della Legge n. 9/91.

3 Il disegno del meccanismo CIP 6/92

In questo capitolo analizziamo il meccanismo introdotto con la Legge n. 9/91 e il Provvedimento CIP 6/92.

Dopo l'istituzione dell'Enel nel 1962 l'assetto del sistema elettrico italiano è rimasto sostanzialmente inalterato fino all'inizio degli anni '90, per incominciare a cambiare in base alle indicazioni contenute nell'ultimo Piano Energetico Nazionale (PEN) approvato nel 1988. La traduzione legislativa di quanto previsto dal PEN per la promozione dell'uso razionale dell'energia e delle fonti rinnovabili si è concretizzata all'inizio degli anni '90 con le Leggi 9 e 10, che hanno introdotto nuove norme sulla produzione privata (Legge n. 9/91) e sui finanziamenti pubblici ottenibili (Legge n. 10/91)⁷. Erano passati quasi dieci anni da quando, la Legge n. 308 del 1982 aveva introdotto i primi elementi, seppure marginali e circoscritti agli impianti di piccola taglia, di apertura dell'attività di generazione di energia elettrica⁸.

La Legge n. 9/91, in particolare, non solo abroga i limiti massimi di potenza degli impianti privati previsti dalla Legge n. 308/82, ma introduce esplicitamente il concetto di incentivazione, "assicurando prezzi e parametri incentivanti nel caso di nuova produzione di energia elettrica ottenuta da fonti energetiche" rinnovabili e assimilate.

Più precisamente, per la produzione di energia elettrica da fonti convenzionali, sono state due le modifiche sostanziali apportate dalla Legge n. 9/91⁹: si è stabilito che la produzione di energia da parte di produttori terzi non fosse più soggetta ad alcun vincolo di autoconsumo e che pertanto vi potesse essere generazione anche al solo scopo di cessione a Enel ed è stata ampliata la definizione di autoconsumo, attraverso l'introduzione dell'autoconsumo del gruppo industriale, ricomprensente nella nozione di "fabbisogno

⁷ "Il mercato elettrico. Dal monopolio alla concorrenza" GB Zorzoli, 2005.

⁸ La legge 308 conteneva altresì le norme sulla possibilità di accedere a finanziamenti pubblici nazionali ed europei a fondo perduto, cumulandoli con altre incentivazioni regionali eventualmente presenti, sino a un limite massimo del 75 % del costo complessivo di investimento.

⁹ *La nuova disciplina del settore elettrico ed il quadro normativo di riferimento*, di G. Molinari in *Diritto&Diritti*, gennaio 2001.

proprio"¹⁰. Per la produzione da fonti rinnovabili e assimilate invece la Legge n. 9/91 ha esteso la liberalizzazione disposta dalla Legge n. 308/82 a tutti gli impianti, prescindendo dal limite di potenza. Indipendentemente dalla fonte di produzione, per le eventuali quantità in eccesso rispetto alla quota consumata dallo stesso produttore la Legge ha inoltre previsto la cessione obbligatoria all'Enel. In questo senso il sistema delineato con la Legge n. 9/91 non è di mercato in senso stretto, ma piuttosto di ritiro obbligato a condizioni amministrative intese a riflettere l'esito che si sarebbe prodotto in un mercato.

Per quanto concerne i prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta, la Legge n. 9/91 ha introdotto due criteri di determinazione:

- a) il primo fa riferimento alla logica del "costo evitato," per cui l'acquisto delle eccedenze non deve comportare, per il soggetto che le ritira, costi superiori a quelli che sarebbero sostenuti producendo in proprio una medesima quantità di energia elettrica;
- b) il secondo si basa sulla logica degli incentivi, per cui lo stimolo all'impiego di fonti rinnovabili e assimilate è fornito da una componente di prezzo delle eccedenze diversa a seconda della tipologia dell'impianto.

La Legge n. 9/91, quindi, affida al Comitato Interministeriale Prezzi (CIP) il compito di:

- a) definire i prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta e di aggiornare tali prezzi con cadenza almeno biennale "in base al criterio dei costi evitati";
- b) assicurare "prezzi e parametri incentivanti" nel caso di nuova produzione di energia elettrica;
- c) definire le condizioni tecniche generali per l'assimilabilità nel caso di impianti che utilizzano fonti energetiche assimilate a quelle rinnovabili.

Impianti ammessi al meccanismo

Il Provvedimento CIP 6/92, in base alle fonti di energia utilizzate, considera tre classi di impianti:

¹⁰ Non solo quello del produttore, ma anche quello delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima società controllante.

- a) alimentati da fonti rinnovabili: il sole, il vento, l'energia idraulica, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici e inorganici o di prodotti vegetali;
- b) alimentati da fonti assimilate a quelle rinnovabili: quelli di cogenerazione, intesa come produzione combinata di energia elettrica e di calore, quelli che recuperano calore, quelli che utilizzano scarti di lavorazione e/o di processi e quelli che utilizzano fonti fossili prodotte esclusivamente da giacimenti minori isolati;
- c) alimentati da fonti convenzionali: quelli per la sola produzione di energia elettrica che utilizzano combustibili fossili commerciali e altri impianti non rientranti nelle lettere precedenti.

La possibilità per un impianto termoelettrico di essere considerato come “assimilato” a quelli a fonti alimentati da fonti rinnovabili pure dipende dal suo rendimento. Il Provvedimento CIP 6/92 definisce a questo fine un indice energetico (IEN) e richiede, come condizione per l'assimilabilità di un impianto termoelettrico a quelli rinnovabili, che tale indice non sia inferiore al 51%¹¹.

Secondo il CIP 6/92 potevano richiedere l'ammissione al meccanismo:

- tutti i produttori terzi che cedevano energia elettrica all'Enel sia da impianti (detti di tipo A) che mettevano a disposizione l'intera potenza o una quota di potenza prefissata, sia da impianti (detti di tipo B) che cedevano le sole eccedenze;
- le imprese produttrici-distributrici per l'energia elettrica prodotta e immessa direttamente nella rete pubblica.

Convenzione tipo

La cessione dell'energia elettrica CIP 6/92 è regolata da una convenzione tra il produttore CIP 6/92 e l'Enel. Il Ministero dell'Industria, con il decreto ministeriale 25 settembre 1992, ha approvato le convenzioni-tipo, previste dalla Legge n. 9/91, a cui devono conformarsi sia i produttori terzi che l'Enel per la cessione, il vettoriamento, lo scambio e la

¹¹ L'indice energetico si ricava dall'applicazione della seguente formula: $I_{en} = E_e/E_c + 1/0,9 + E_t/E_c - a$, dove: E_e è l'energia elettrica utile prodotta annualmente dalla centrale (utile in quanto al netto dei consumi propri della centrale); E_c è l'energia immessa nella centrale attraverso combustibili (fonti) convenzionali; E_t è l'energia termica utile prodotta annualmente; $a = (1/0,51 - 1) \times (0,51 E_e/E_c)$. In pratica il valore di IEN è determinato in funzione dell'energia elettrica e termica prodotta e dell'energia ottenuta tramite combustibile convenzionale.

produzione per conto della nuova energia prodotta da impianti utilizzando fonti rinnovabili e assimilate. Il decreto prevede inoltre che la verifica delle condizioni prescritte ai fini delle convenzioni preliminari, sia effettuata dall'Enel e dai proponenti con scadenza semestrale (30 giugno e 31 dicembre di ciascun anno solare).

Le convenzioni hanno di fatto svolto un ruolo centrale nell'attuazione del meccanismo e sono state spesso fonti di discriminazione. Si pensi, ad esempio, alla questione cruciale della durata. Secondo il Provvedimento CIP 6/92 il produttore ha diritto a incassare il prezzo di cessione per il periodo di durata della concessione. Questa può tuttavia variare da soggetto a soggetto, anche a parità di tecnologia di produzione, modificando la remunerazione effettiva di investimenti tra loro equivalenti.

Graduatorie di priorità e selezione

Il decreto 25 settembre 1992 ha previsto anche l'istituzione di una graduatoria di priorità quale strumento per regolamentare l'accesso alla produzione al regime CIP 6/92. Una iniziativa acquisiva il diritto al trattamento previsto dal provvedimento CIP 6/92 solo in seguito alla sua inclusione nella graduatoria.

Il decreto ministeriale prevede che all'interno della graduatoria di priorità le diverse fonti siano ordinate secondo quattro categorie di impianti:

- categoria A: impianti che utilizzano fonti rinnovabili propriamente dette; impianti alimentati da fonti assimilate con potenza elettrica fino a 10 MW;
- categoria B: impianti che possono essere alimentati a carbone o gas prodotto dalla gassificazione di qualunque combustibile o residuo; impianti destinati esclusivamente a funzionamenti in emergenza;
- categoria C: impianti con potenza maggiore di 10 MW che utilizzano combustibili di processo o residui non altrimenti utilizzabili, con impiego di combustibili fossili nella quantità strettamente indispensabile all'utilizzo degli stessi combustibili di processo o residui; impianti utilizzando fonti fossili esclusivamente da giacimenti minori isolati;

- categoria D: altri impianti, con potenza maggiore di 10 MW, ordinati in funzione dell'indice energetico, di cui al titolo I del Provvedimento CIP 6/92 e successive modificazioni.

Inoltre, mentre per i produttori terzi il riconoscimento dei prezzi previsti dal Provvedimento CIP 6/92 è subordinato all'esito della verifica propedeutica alla stipula della convenzione preliminare, nel caso delle imprese produttrici-distributrici non è riscontrabile un'analogha procedura.

Le prerogative dell'Enel in materia di inclusione delle iniziative nelle graduatorie trovano spiegazione nel suo del ruolo di "system operator" e di responsabile dell'adeguatezza della capacità di generazione ai fini della copertura della domanda. Responsabilità che si traduceva, nella terminologia del periodo, nell'assicurare "un rapporto di equilibrio, anche in termini temporali, tra l'entità dei nuovi apporti di energia, il loro inserimento nella gestione coordinata di un parco di generazione idro-termoelettrica e l'andamento dei fabbisogni nelle diverse aree del territorio"¹².

Formazione dei prezzi

I prezzi di cessione sono stati determinati per la prima volta proprio con il Provvedimento CIP 6/92. Le competenze attribuite al CIP, dopo l'istituzione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono state successivamente trasferite al regolatore.

Nella definizione del prezzo il provvedimento distingue tra: nuova energia elettrica prodotta con impianti utilizzando fonti rinnovabili o assimilate (titolo II) ed energia elettrica prodotta con impianti esistenti utilizzando fonti rinnovabili o assimilate e con impianti utilizzando fonti convenzionali (titolo III). Per "nuova energia" o "nuova produzione" si intende quella prodotta da impianti entrati in servizio dopo il 30 gennaio 1991 e quella considerata tale dai precedenti provvedimenti CIP n. 15/89 e CIP n. 34/90.

Nel secondo caso (energia elettrica prodotta con impianti esistenti), i prezzi di cessione sono stati determinati sulla base del costo evitato di produzione dell'Enel che stabilisce sia composto da tre componenti di prezzo, vale a dire:

1. costo evitato di impianto, comprensivo degli interessi passivi in corso d'opera;

¹² Decreto ministeriale 25 settembre 1992 Pubblicato su GU del 6 ottobre 1992, n. 235

2. costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali connesse;

3. costo evitato di combustibile.

Le tre componenti riconosciute alla cessione di energia elettrica sono corrisposte *per tutta la durata del contratto*, che viene stabilita nella convenzione, ossia «*fino alla data in cui il produttore si impegna a cedere energia elettrica all'Enel*», secondo quanto disposto dall'art. 17 della convenzione-tipo per la cessione, approvata dal decreto ministeriale 25 settembre 1992.

Nel primo caso, ossia quando l'energia elettrica è prodotta da impianti nuovi utilizzando fonti rinnovabili e assimilate, alle tre componenti di prezzo se ne somma una quarta, vale a dire:

4. costo correlato, in base a quanto previsto dal titolo II del CIP 6/92, «*ai maggiori costi della specifica tipologia di impianto*».

Questa componente ulteriore, finalizzata a un recupero accelerato del capitale investito, è corrisposta solo per la durata di otto anni dalla fine del periodo di avviamento dell'impianto. Terminati gli otto anni, l'impianto continua a percepire le tre componenti relative al costo evitato di produzione. Tuttavia, se le parti hanno sottoscritto una convenzione di durata inferiore agli otto anni, la componente ulteriore viene corrisposta per tale minor durata, in quanto parte integrante del prezzo di cessione.

In tal modo sono stati attuati i due criteri fissati dalla Legge n. 9/91. Da un lato quello dei «*costi evitati*», per cui il ritiro dell'energia elettrica non deve comportare per l'Enel costi superiori a quelli che essa avrebbe sostenuto se avesse prodotto direttamente lo stesso ammontare di energia. Dall'altro quello dei «*prezzi incentivanti*», differenziati per tipologia di impianto, che devono essere assicurati alla “nuova energia” prodotta da fonti rinnovabili e assimilate, per un rapido recupero del capitale investito¹³.

Il prezzo può essere:

- *unico*, indipendente dall'ora in cui avviene l'immissione in rete dell'energia elettrica: per gli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW;

¹³ Tra gli altri, Scheda lavori preparatori FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI-XV LEGISLATURA, Servizio Studi Camera dei Deputati, 2008.

per gli impianti che impiegano energia eolica, geotermica, fotovoltaica; per gli impianti alimentati con RSU e con biomasse, e per gli impianti che utilizzano combustibili di processo, residui o recuperi di energia;

- *differenziato* in funzione del momento della cessione in particolare: fra ore piene¹⁴ e ore vuote per gli idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente sopra i 3 MW; per gli impianti assimilati utilizzando idrocarburi e carbone¹⁵ e per gli impianti idroelettrici potenziati (indipendentemente dalla taglia). Nel caso di prezzo differenziato, le quattro componenti del prezzo di cessione vengono corrisposte per le sole ore piene, mentre all'energia ceduta nelle ore vuote è riconosciuto solo il costo evitato di combustibile¹⁶.

I prezzi di cessione sono determinati prevedendo come base per la loro definizione il costo *evitato* della produzione termoelettrica di un impianto le cui caratteristiche tecnico-economiche sono state desunte tenendo conto «*della documentazione fornita dall'Enel e confrontata con altri operatori del settore*», come si legge nella relazione di accompagnamento al provvedimento. In concreto l'impianto preso a riferimento è il ciclo combinato gas-vapore con due sezioni da 350 MW lordi di potenza (345 MW netti): alimentato a gas naturale, con un'utilizzazione standard di 6.000 ore/anno, un organico di 85 unità e un costo annuo del personale di 70 milioni di lire/addetto. Queste caratteristiche sono state desunte basandosi su un impianto che all'epoca di emanazione del provvedimento CIP n. 6/92 doveva ancora essere costruito e che nei fatti corrisponde a una centrale del tipo di quella a ciclo combinato realizzata in seguito da Enel a Trino Vercellese.

Per tutti i nuovi impianti, a richiesta del soggetto interessato (sia esso un produttore terzo che un'impresa produttrice-distributrice), il Provvedimento CIP 6/92 prevede due regimi alternativi: forfettario e di accertamento dei costi.

Il primo consiste nell'applicazione dei prezzi di cessione e dei contributi prefissati e determinati secondo le modalità sopra illustrate (costi evitati di produzione e ulteriore

¹⁴ Le ore piene nel CIP 6/92 rappresentano l'insieme delle ore di punta, di alto carico e di medio carico, come definite dal provvedimento CIP 19 dicembre 1990, n. 45, e sono pari a 3.600 ore/anno.

¹⁵ L'art. 3, del decreto del Ministro dell'industria 4 agosto 1994, ha successivamente stabilito che per gli impianti che utilizzano carbone il prezzo di cessione è unico.

¹⁶ Per ulteriori notazioni si rimanda alla Relazione Tecnica della Delibera n.108/97 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

componente di prezzo correlata ai maggiori costi delle diverse tipologie di impianto).

Il secondo prevede l'esame di ogni singola iniziativa da parte del Comitato tecnico per l'energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate al fine di accertarne i costi effettivi e di riconoscere una maggiorazione della sola ulteriore componente incentivante nella misura massima del 20%, e allo scopo di determinare il prezzo di cessione (o il contributo) per quelle fonti rinnovabili per le quali il provvedimento non ha proceduto alla fissazione dei corrispettivi.

Aggiornamento dei prezzi di cessione e dei contributi

Il Provvedimento CIP 6/92 prevede che le quattro componenti del prezzo di cessione vengano «aggiornate dalla CCSE¹⁷ entro il mese di aprile di ciascun anno con decorrenza dall'1 gennaio dello stesso anno» sulla base dei seguenti criteri:

- le componenti relative al costo evitato di impianto, di esercizio, manutenzione e spese generali, nonché l'ulteriore componente di prezzo sono aggiornate sulla base della variazione dell'indice Istat dei prezzi al consumo registrata nell'anno solare precedente;
- la componente relativa al costo evitato di combustibile (CEC) è aggiornata sulla base della variazione percentuale registrata tra il valore medio del prezzo del gas naturale di ciascun anno, riferito a forniture continue per centrali termoelettriche a ciclo combinato con consumo superiore a 50 milioni di metri cubi, e quello dell'anno precedente.

Il decreto del Ministro dell'industria 4 agosto 1994 prevede, all'art. 3, il riferimento all'accordo SNAM/Confindustria: *Contratto di lungo termine per la somministrazione di gas per la produzione di energia elettrica per cessione a terzi*. Tale accordo, sottoscritto tra SNAM e Confindustria l'8 luglio 1994, regola, sulla base di contratti della durata di 10 oppure di 15 anni, le forniture di gas naturale utilizzato prevalentemente per la produzione di energia elettrica destinata alla cessione alla rete pubblica. Confindustria ha riconosciuto a Unapace la titolarità diretta per la sottoscrizione del contratto suddetto (a cui fa esplicito riferimento l'art. 3 del dm 4 agosto 1994), tra cui il rinnovo e le modifiche delle condizioni

¹⁷ La Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), organismo istituito con provvedimento CIP n. 34/1974.

dello stesso.

Il 21 novembre 1997 l'Unapace ha richiesto alla SNAM Spa la verifica delle condizioni economiche previste dal citato accordo dell'8 luglio 1994. SNAM e Unapace, in data 1 giugno 1998, hanno sottoscritto due nuovi accordi, validi dal 1 giugno 1998 al 31 dicembre 2006 e denominati rispettivamente: “*Somministrazione di gas naturale a impianti di produzione di energia elettrica per cessione a terzi*” e “*Contratto di lungo termine per la somministrazione di gas per la produzione di energia elettrica per cessione a terzi (riferimento Provvedimento CIP 6/92 e successive modifiche)*”.

Il primo accordo determina il prezzo del gas naturale destinato alla produzione di energia elettrica per la cessione a terzi, mentre il secondo stabilisce una riduzione del prezzo a favore dei contratti riguardanti l'uso del gas naturale per la produzione di energia elettrica in regime CIP 6/92. Tale sconto, di 6 Lire/mc, si giustifica in relazione alla maggior durata garantita a questi ultimi contratti sottoscritti in passato, mentre per i nuovi contratti, regolati in base al primo accordo, è prevista la possibilità di una durata minima triennale.

I valori risultanti dall'aggiornamento annuale applicato dalla CCSE sono utilizzati come valori di conguaglio per l'anno precedente e come base per determinare i valori di acconto per l'anno in corso.

Il decreto ministeriale del 1994 precisa che il prezzo di cessione viene aggiornato anche a seguito di modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi.

Nel valutare i criteri di aggiornamento definiti dal Provvedimento CIP 6/92 si noti che il prezzo di cessione non viene corretto dinamicamente per tener conto delle riduzioni dei costi d'investimento (costo di impianto) o dei costi operativi (rendimento tecnico dell'impianto) connesse con l'evoluzione tecnologica. Per assicurare la coerenza tra prezzo di cessione e costo evitato, come spiegato meglio nel paragrafo successivo, queste revisioni avrebbero invece dovuto essere applicate ai nuovi impianti entrati in esercizio.

Sospensione delle procedure per la selezione delle proposte di investimento

L'art. 1 del decreto del Ministro dell'industria 24 gennaio 1997 ha sospeso, a partire dalla data di entrata in vigore, la procedura prevista dal decreto del 1992, in base alla quale i produttori terzi venivano “*prescelti*” per realizzare iniziative di cessione dedicata di energia

elettrica all'Enel, sia da nuovi impianti sia tramite il potenziamento di impianti esistenti.

A seguito della nuova norma il meccanismo dei prezzi e dei contributi previsti dal Provvedimento CIP 6/92 continua ad applicarsi a due sole categorie:

- 1) impianti delle imprese produttrici-distributrici (Enel e alcune imprese elettriche degli enti locali) già realizzati e in corso di realizzazione alla data di entrata in vigore del decreto, 22 febbraio 1997. Tali impianti non dovevano sottostare alla verifica definita dall'Enel e dai proponenti, prevista dal decreto ministeriale del 1992, per la cessione e quindi non possono essere considerati *"iniziative prescelte"*. A questi si aggiungono gli impianti sia delle imprese produttrici-distributrici sia di produttori terzi oggetto di interventi di potenziamento e di rifacimento in corso di realizzazione o già ultimati alla data del 22 febbraio 1997.
- 2) iniziative e proposte di cessione previste dall'art. 3 della Legge n. 481/1995, segnatamente:
 - a) le iniziative dei produttori terzi *"prescelte"* fino al 19 novembre 1995, data di entrata in vigore della Legge 481/95, ai fini della stipula delle convenzioni, anche preliminari, previste dal decreto ministeriale del '92. Nelle *"iniziative prescelte"* vanno inclusi gli impianti compresi nelle convenzioni-quadro stipulate dall'Enel prima dell'entrata in vigore della Legge n. 9/91, purché come disposto dal decreto ministeriale del '92. Sono inclusi anche gli impianti ammessi a cedere energia elettrica a seguito della verifica operata dall'Enel e dai proponenti fino al 30 giugno 1995 (VI graduatoria). Il decreto ministeriale 24 gennaio 1997, *«Vista la lettera 27 settembre 1996, con la quale l'Enel ha comunicato l'impossibilità di accogliere altre iniziative oltre quelle già prescelte alla data del 30 giugno 1995»*, sancisce infatti che le nuove proposte di cessione di energia elettrica pervenute successivamente a tale data (e che hanno dato origine alla formazione della VII, VIII e IX graduatoria) non potranno essere soggette alla verifica;
 - b) le proposte di cessione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili propriamente dette, presentate all'Enel entro il 31 dicembre 1994;
 - c) le proposte di cessione di energia elettrica che utilizzano gas d'altoforno o di cokeria presentate all'Enel entro il 31 dicembre 1994 a condizione che permanga la

necessaria attività primaria dell'azienda. Si tratta degli impianti alimentati a gas siderurgico della società Ise di Piombino e della Società Triestina Energia di Servola.

Da ultimo, nel corso del 1998, il Ministro dell'interno, delegato al coordinamento della protezione civile, ha emanato tre ordinanze volte a fronteggiare le situazioni di emergenza nel settore dello smaltimento dei rifiuti nelle regioni Campania e Calabria e lo stato di emergenza socio-economico-ambientale in Puglia. Nelle tre ordinanze si fa ancora riferimento alle condizioni previste dal Provvedimento CIP 6/92, disponendo che *«tali incentivi si applicano alla produzione di energia elettrica mediante combustione del CDR ottenuto trattando fino al 50 per cento in peso dei rifiuti urbani totali della regione e da tutti gli altri rifiuti assimilati»*. Non va dimenticato, tuttavia, che le nuove convenzioni di cessione, dovendo essere stipulate *«in luogo di iniziative, ammesse fino al 30 giugno 1995, che non hanno trovato concretezza»* non danno origine alla formazione di una nuova graduatoria.

4 Il meccanismo CIP 6/92 come strumento di incremento della capacità di generazione di energia elettrica in Italia

L'apertura a produttori terzi realizzata in Italia all'inizio degli anni '90 non ha sovvertito l'impianto sostanzialmente monopolistico del settore elettrico. Come descritto nei paragrafi precedenti, il meccanismo CIP 6/92 ha consentito la realizzazione di capacità produttiva da parte di nuovi produttori privati, senza tuttavia avviare una vera concorrenza nel mercato della vendita dell'energia elettrica prodotta. L'energia elettrica in eccesso rispetto alle eventuali esigenze di consumo del medesimo produttore dovevano, infatti, essere vendute ad Enel a prezzi predefiniti.

Al fine di individuare e discutere le specificità del meccanismo CIP 6/92 abbiamo pertanto assunto come riferimento teorico un meccanismo efficiente di approvvigionamento di capacità di generazione (ed energia) da parte di un soggetto centrale che opera come controparte degli investitori in impianti di generazione. Nel modello di riferimento il soggetto centrale ha come obiettivo la realizzazione al minimo costo di un parco di generazione ottimale, nel rispetto dei vincoli di adeguatezza del sistema. Nel dibattito internazionale sulle possibili modalità di attuazione della liberalizzazione dell'attività di generazione nei mercati

europei un modello simile è stato proposto riferendosi al soggetto centrale come al “Single Buyer”¹⁸; tale soggetto non va tuttavia confuso con l’Acquirente Unico operante nel mercato italiano, che persegue la finalità di approvvigionare l’energia elettrica destinata al solo mercato tutelato.

Nel resto della nostra analisi mostreremo come il meccanismo CIP 6/92 possa essere interpretato come una versione assai semplificata di questo meccanismo di riferimento e valuteremo in che misura le semplificazioni adottate con il meccanismo CIP 6/92 abbiano comportato scostamenti rilevati rispetto all’esito efficiente.

Il meccanismo di riferimento può essere rappresentato in termini semplificati come segue. Il soggetto centrale determina simultaneamente, attraverso un’asta:

- la nuova capacità di generazione da realizzare nel sistema;
- la suddivisione efficiente del parco impianti per tecnologie (e fonti primarie);
- il livello efficiente di prezzo da riconoscere alla produzione per indurre gli investitori privati ad effettuare investimenti pari alla capacità ritenuta ottimale,

dati la domanda prevista, il valore attribuito all’energia elettrica non-fornita e i requisiti di sicurezza del sistema richiesti.

I partecipanti all’asta offrono un prezzo in due componenti: la prima “fissa”, cioè indipendente dalla quantità prodotta (€/MW) e la seconda “variabile”, dipendente cioè dalla produzione effettiva¹⁹. Quest’ultima componente è indicizzata all’andamento del costo dei combustibili.

L’asta impegna il soggetto centrale a pagare ai vincitori il prezzo fisso, in funzione del numero di ore in cui la capacità è resa disponibile, a dispacciare gli impianti secondo il merito economico determinato sulla base delle componenti variabili dei prezzi offerti, e a pagare per la produzione di ciascun impianto la componente variabile risultante dall’asta.

¹⁸ Tale soluzione, proposta dalla Francia era contemplata nella prima Direttiva sul Mercato Unico Europeo (Direttiva 96/92/CE). Acquirente unico, in questa accezione, non deve essere confuso con la società Acquirente Unico Spa, creata in Italia per l’approvvigionamento dell’energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato.

¹⁹ Si tratta di una rappresentazione volutamente assai semplificata, funzionale solo ad evidenziare le criticità principali del meccanismo CIP 6/92.

Nelle ipotesi standard di concorrenzialità, attraverso un opportuno meccanismo d'asta²⁰ sarà ottenuta la corretta rivelazione dei costi variabili degli impianti e tutti gli investimenti selezionati conseguiranno la medesima redditività, pari a quella del più costoso investimento selezionato (quello "marginale"). Da qui la relazione tra le condizioni economiche di cessione ed il costo evitato di sistema.

L'asta è ripetuta periodicamente e in alcuni casi si conclude senza la selezione di iniziative – segnalando l'adeguatezza della capacità disponibile rispetto alla domanda. In altri l'asta porta alla selezione di ulteriori investimenti.

I più importanti elementi del meccanismo di riferimento rilevanti ai fini del suo confronto con il meccanismo CIP 6/92, sono:

- il ricorso all'asta, al fine di superare l'asimmetria informativa tra il soggetto centrale e gli investitori, in particolare rispetto al costo delle diverse soluzioni tecnologiche;
- il fatto che tanto la capacità complessiva addizionale, quanto la composizione del parco impianti per tecnologia sono "risultati" – e non input – del processo di selezione degli investimenti;
- l'attribuzione al soggetto centrale dei rischi connessi con possibili variazioni del valore della capacità produttiva per il sistema, ad esempio a causa di un'erronea previsione circa la crescita della domanda nel tempo;
- l'attribuzione al soggetto centrale del rischio prezzo legato alla variabilità del costo del combustibile.

Il vantaggio principale di questo modello centralizzato, rispetto a quello standard decentralizzato, in cui ciascun investitore decide indipendentemente dagli altri se e quale investimento realizzare, va individuato nel ruolo di coordinamento esercitato dal soggetto centrale. Ciò elimina i rischi di erranee scelte d'investimento dovute a problemi di coordinamento tra gli investitori e, per questa, via riduce il costo complessivo del servizio elettrico. Per altro, l'assunzione da parte di un soggetto centralizzato delle decisioni d'investimento e dei corrispondenti rischi non elimina la concorrenza, che si realizza tra i

²⁰ J. Bushnell e S. Oren "Bidder cost revelation in electric power auctions" *Regulatory Economics*, vol. 6, n. 1 pp. 5-26.

potenziali investitori al momento delle aste.

Come sopra specificato, in questo meccanismo il costo di eventuali errori nella selezione delle offerte – ad esempio per effetto di stime della domanda attesa che non risultano confermate – ricade sul soggetto centrale. Lo stesso si applica al rischio connesso con la variabilità del costo di approvvigionamento del combustibile. Questo riduce il rischio connesso con l'investimento in nuova capacità di generazione ed è funzionale a contenere il tasso di remunerazione minimo richiesto dagli operatori privati per destinare risorse al settore.

Nel caso del meccanismo CIP 6/92 possiamo pensare all'insieme Enel - Ministero dell'industria come al soggetto in condizione di assumere impegni nei confronti degli investitori in impianti CIP 6/92.

Dal punto di vista del disegno il meccanismo CIP 6/92 costituisce una versione assai semplificata del modello di riferimento sopra tratteggiato. Alcune semplificazioni – ancorché non necessarie – possono trovare spiegazione nella specifica situazione del settore elettrico italiano al momento dell'introduzione del meccanismo; altre appaiono più difficili da motivare. Nel resto di questa sezione analizzeremo gli elementi in cui il meccanismo CIP 6/92 si discosta dal riferimento teorico assunto.

4.1 La determinazione per via amministrativa del prezzo di cessione

Nel meccanismo per l'approvvigionamento di capacità di generazione assunto come riferimento, il prezzo di cessione dell'energia elettrica prodotta è determinato in esito ad un meccanismo d'asta. Al contrario nel meccanismo CIP 6/92 il prezzo di cessione viene determinato per via amministrativa. A quali condizioni l'impatto di questo scostamento del meccanismo CIP 6/92 da quello di riferimento avrebbe potuto risultare modesto? Prescindiamo per il momento, per semplicità di esposizione, dall'utilizzo del prezzo di cessione ai fini delle decisioni di dispacciamento (a cui dedichiamo la sezione successiva) e quindi dalla sua articolazione in componenti fisse e variabili.

La prima condizione affinché la fissazione per via amministrativa del prezzo di cessione non comporti distorsioni rispetto alla fissazione in esito ad un'asta è che il prezzo amministrato sia determinato con riferimento al costo incrementale della capacità produttiva. Nel caso in analisi, è ragionevole attendersi che l'impianto marginale selezionato dall'asta

sarebbe stato un impianto a ciclo combinato alimentato a gas. Pertanto la prima condizione richiede che la remunerazione ottenuta dalle iniziative selezionate sia allineata al costo di questa tipologia di impianti.

La seconda condizione è che il gap tra capacità installata e capacità ritenuta ottimale al momento dell'avvio del meccanismo CIP 6/92 fosse così ampio da poter ipotizzare che gli investimenti realizzati al prezzo amministrato di cessione nel periodo di funzionamento del meccanismo CIP 6/92 non dessero luogo ad un eccesso di capacità di generazione. Solo in questo caso infatti il prezzo amministrato avrebbe continuato a rappresentare, per tutto il periodo di funzionamento del meccanismo, il “costo evitato” di sistema, ovvero il prezzo che, nel nostro benchmark teorico, sarebbe risultato nelle aste indette nel periodo.

Semplificando grandemente, qualora le due condizioni fossero state soddisfatte, l'esito di un'asta come quella su cui è basato il nostro meccanismo di riferimento sarebbe stato analogo a quello del meccanismo CIP 6/92.

Vi sono tuttavia evidenze che tali condizioni non siano state soddisfatte.

Con riferimento al prezzo di cessione si possono evidenziare elementi - sia metodologici, sia attinenti alla quantificazione dei parametri e delle componenti del prezzo - che hanno contribuito ad allontanare il valore dal prezzo di cessione dai costi attesi di produzione dell'ipotetico impianto evitato.

Un primo elemento di distonia rispetto al principio del costo evitato di sistema è dato dalla cosiddetta “componente incentivante”: agli elementi del prezzo pagato per l'energia CIP 6/92 intesi riflettere il “costo evitato”, se ne aggiunge una ulteriore, con finalità di “incentivazione”.

Dal punto di vista metodologico, si può rilevare come la previsione di una componente “incentivante” denoti come minimo un'elevata incertezza circa l'adeguatezza del costo evitato dell'impianto CCGT di Trino Vercellese come *proxy* del costo della tecnologia marginale. Vi sarebbe quindi stato motivo per determinare attraverso la concorrenza tra i potenziali investitori il valore della capacità CIP 6/92.

Rispetto invece alla quantificazione dei diversi parametri, vi sono evidenze che i valori iniziali ipotizzati per il costo evitato di impianto fosse più elevati dei costo effettivi, come

segnalato dall'AEEG nel documento di consultazione del 1999: *Linee guida e proposte ai fini dell'aggiornamento dei prezzi di cessione di energia elettrica all'Enel spa e dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici per la nuova energia prodotta da impianti utilizzando fonti rinnovabili ed assimilate.*

Questo documento di consultazione emanato dall'AEEG nel 1999, riporta, alcuni dati interessanti. Il documento segnala tra l'altro che il costo d'investimento dell'impianto a ciclo combinato gas-vapore preso a riferimento dal CIP per la determinazione del costo evitato di impianto era stato stimato pari a 1.400.000 Lire/KW e per effetto dell'aggiornamento annuale, alla fine del 1998, aveva raggiunto il valore di 1.800.000 Lire/KW, senza che vi fosse nessuna verifica di contestuale aumento dei costi efficienti.

Per quanto riguarda invece la capacità di generazione incrementale ammessa al meccanismo, come si discuterà nella sezione seguente, gli eventi successivi hanno mostrato come, almeno da un certo momento in poi, il valore della capacità di generazione aggiuntiva, per il sistema elettrico italiano, sia risultato inferiore al prezzo amministrato di cessione, al punto da rendere necessario un razionamento delle proposte di investimento presentate nell'ambito del meccanismo CIP 6/92.

Va oltre l'ambito di questo lavoro indagare quali modifiche rispetto al meccanismo CIP 6/92 avrebbero potuto avvicinarlo allo schema ideale. Ci limitiamo ad osservare che i meccanismi di aggiornamento automatico dei prezzi introdotti dal Provvedimento CIP 6/92 – in particolare quello delle componenti del prezzo a copertura dei costi evitati di impianto e di esercizio e manutenzione – non sono basati sul “criterio dei costi evitati”, come richiesto dalla Legge n. 9/91. In questo caso infatti la situazione di eccesso di offerta sarebbe stata rimossa con un abbassamento dei prezzi di cessione, invece che con un razionamento delle iniziative accettate.

4.2 L'adeguamento del prezzo di cessione alle condizioni di mercato

Come si è sopra argomentato, in un meccanismo efficiente di pianificazione dello sviluppo della capacità di generazione, il rischio di variazioni del valore della capacità installata dovrebbe essere trasferito dagli investitori alla totalità dei consumatori, per via del soggetto centrale. D'altra parte in ciascuna asta il valore di equilibrio della capacità potrà risultare diverso, per riflettere le diverse condizioni di domanda (espressa dal pianificatore

centrale) e offerta.

Rispetto a tali riferimenti, la previsione della Legge n. 9/91, secondo cui i prezzi di cessione devono essere aggiornati dal Comitato Interministeriale Prezzi con cadenza almeno biennale, andrebbe interpretata nel senso che il livello di costo evitato in vigore al momento dell'investimento debba essere riconosciuto al produttore per l'intero periodo di applicazione del regime CIP 6/92. Nella quantificazione dei prezzi di cessione riconosciuti a ciascuna iniziativa di investimento devono naturalmente essere fatti salvi gli aggiornamenti periodici per tener conto delle variazioni del costo dei combustibili, dell'impatto dell'inflazione sui costi fissi di produzione e di ogni altra variazione di costo determinata da fattori al di fuori della sfera di controllo del produttore. Rientrano tra questi ultimi, ad esempio, i costi incrementali connessi con variazioni del quadro regolatorio.

L'aggiornamento biennale previsto dalla Legge n. 9/91 va dunque interpretato nel senso di adeguamento del prezzo di cessione da riconoscere ad impianti realizzati in anni diversi. Così facendo il prezzo di cessione avrebbe potuto essere rideterminato periodicamente per seguire la dinamica temporale del costo evitato di sistema, determinata da diversi elementi tra cui l'innovazione tecnologica, le economie di apprendimento, il costo dei fattori produttivi, tra cui l'acciaio. In questo significato, tuttavia, la previsione di aggiornamento biennale non ha trovato attuazione: ad impianti realizzati in tempi anche molto diversi è stato corrisposto lo stesso livello di costo evitato di impianto e di esercizio/manutenzione, corretto per il solo tasso di inflazione.

Il Provvedimento CIP 6/92 prevede, infatti, un aggiornamento automatico del costo evitato di impianto e del costo evitato di esercizio su base annua annuale commisurato all'inflazione. Questo ha portato nel tempo ad un sensibile allargamento della forbice tra prezzi e costi dell'impianto preso a riferimento al fine del calcolo del costo evitato.

4.3 Articolazione del prezzo di cessione e il dispacciamento degli impianti CIP 6/92

Un ulteriore elemento di differenziazione del meccanismo CIP 6/92 rispetto al riferimento teorico risiede nella struttura del prezzo di cessione. Senza entrare nelle technicalità dell'analisi teorica, è possibile mostrare che un disegno d'asta efficiente si baserebbe su una struttura di prezzo a due componenti; di queste, una rifletterebbe il costo variabile dell'impianto e una il valore economico della capacità marginale in equilibrio. Questo

assicura, sotto alcune ipotesi, la corretta dichiarazione da parte dei partecipanti all'asta del costo proprio variabile, parametro necessario per il dispacciamento efficiente della capacità da parte del soggetto centrale.

Al contrario, nel meccanismo CIP 6/92, per alcuni tipi di impianti tutte le componenti del prezzo di cessione sono pagate alle immissioni effettuate in tutte le ore, mentre per altri tipi di impianto (i) la componente del prezzo di cessione corrispondente al costo evitato di combustibile viene pagata all'intera produzione dell'impianto e (ii) la componente relativa al costo evitato di impianto, esercizio e manutenzione, nonché la componente cosiddetta "ulteriore" solo nelle ore di alto carico. Di conseguenza la scelta di attivazione di tali impianti (effettuata dai proprietari) non è basata sul confronto continuo tra i costi variabili e il costo marginale del parco elettrico italiano.

E' probabile che, al momento dell'introduzione della misura tale problema avesse una portata limitata. Infatti, gli impianti CIP 6/92 erano o particolarmente efficienti o alimentati da fonti rinnovabili, il che ne rendeva ottimale un utilizzo continuo a piena capacità. In periodi più recenti, tuttavia in corrispondenza dell'avvio del mercato spot dell'energia elettrica e della realizzazione di ulteriore capacità di generazione, sono emerse inefficienze collegate ai ridotti incentivi alla modulazione delle immissioni forniti dal regime CIP 6/92. E infatti accaduto che – data l'articolazione temporale del prezzo di cessione – impianti termoelettrici CIP 6/92 fossero attivati anche in ore in cui il valore dell'energia elettrica per il sistema era presumibilmente inferiore al loro costo variabile. La volontà di risolvere questa distorsione è, tra le altre, una delle ragioni alla base della recente norma che consente ai produttori CIP 6/92 di optare per un'uscita anticipata del meccanismo (DM 2 dicembre 2009).

4.4 L'indeterminatezza delle quantità di capacità acquistata

Nel meccanismo per l'approvvigionamento centralizzato della capacità di generazione che assumiamo come riferimento, la determinazione dei prezzi di cessione avviene contestualmente alla determinazione della quantità di capacità approvvigionate (nonché delle tipologie di capacità approvvigionata). All'aumentare del livello di capacità installata (rispetto alla domanda) il valore per il sistema della capacità aggiuntiva si riduce fino a portarsi al disotto del più basso prezzo richiesto dai produttori nell'asta per realizzare capacità incrementale. Questo interrompe l'aggiudicazione delle aste e quindi il flusso di investimento

fino a quando, per effetto della crescita della domanda o della chiusura di impianti esistenti, il margine di riserva si riduce a sufficienza da riportare il valore della capacità a livelli tali da rendere profittevole l'accumulazione nel settore.

Nel meccanismo CIP 6/92, al contrario, non viene stabilito un collegamento tra la dinamica del prezzo di cessione e l'effettivo fabbisogno di capacità di generazione aggiuntiva. La stessa previsione – nella Legge n. 9/91 – di revisione biennale della componente del prezzo di cessione relativa al costo evitato di impianto, viene tradotta nel Provvedimento CIP 6/92 in un aggiornamento automatico basato sull'inflazione, e quindi totalmente scollegato sia dal fabbisogno per il sistema di capacità di generazione incrementale che dalle dinamiche di costo.

A quali condizioni l'impatto di questo scostamento del meccanismo CIP 6/92 da quello di riferimento avrebbe potuto risultare modesto? Le medesime individuate nella sezione precedente: (i) costo della tecnologia marginale stimato correttamente e (ii) impossibilità che il flusso di investimento in impianti CIP 6/92 attratto dal prezzo di cessione amministrato alterasse – nel tempo – il valore della capacità aggiuntiva per il sistema.

Vi è evidenza che tali condizioni non siano state soddisfatte. Tale evidenza è costituita in particolare dall'esigenza di attuare un razionamento "di quantità" delle iniziative prescelte, cioè di non ammettere al meccanismo CIP 6/92 impianti che, ai prezzi di cessione previsti, gli investitori avrebbero voluto realizzare. Non è agevole stabilire in che misura la selezione degli impianti ammessi al meccanismo CIP 6/92 attuata dal Ministero dell'Industria, su indicazione dell'Enel, abbia attuato un razionamento di quantità nel corso degli anni '90. E' tuttavia esplicito l'intervento di razionamento è operato dal decreto del Ministro dell'industria 24 gennaio 1997, che cancella tre graduatorie.

Rileviamo incidentalmente che il mancato ricorso all'utilizzo di procedure concorsuali per la selezione degli investimenti non può considerarsi come ovvio per l'autorità pubblica agli inizi degli anni 90. Le stesse pratiche di approvvigionamento degli impianti tradizionalmente utilizzate dai monopolisti pubblici, e basate su procedure concorsuali, rendevano del tutto accessibili, sia concettualmente sia praticamente, meccanismi basati su aste, di natura simile a quello assunto come riferimento teorico.

4.5 Ripartizione dei rischi

Nel meccanismo per l'approvvigionamento centralizzato della capacità di generazione che assumiamo come riferimento, gli investitori sono esposti esclusivamente ai rischi collegati alla realizzazione e messa in esercizio della capacità "venduta" nell'asta in quantità e tempi coerenti con gli impegni assunti nell'asta. Come accennato in precedenza, l'attribuzione dei rischi "di mercato" al "sistema" nel suo insieme è finalizzata a ridurre il tasso di rendimento richiesto dagli investitori in capacità di generazione, attraverso le loro offerte nelle aste.

In questo aspetto il meccanismo CIP 6/92 non appare discostarsi grandemente dal riferimento teorico, almeno in linea di principio, per gli impianti alimentati a gas naturale. Per gli altri impianti, tra cui quelli alimentati a fonti rinnovabili, invece il meccanismo prevede un prezzo di cessione non correlata ai propri costi di produzione. In quest'ultimo caso è presumibile che, a parità di altre condizioni, il sistema abbia compensato i generatori per questo rischio attraverso un valore della componente cosiddetta "incentivante" del prezzo di cessione maggiore di quella che avrebbe potuto essere riconosciuta altrimenti.

Il riferimento al costo di un impianto alimentato a gas naturale ai fini della determinazione del costo evitato ha quindi limitato, almeno in linea di principio, i rischi sostenuti dalla maggior parte della capacità di generazione CIP 6/92 realizzata, che è appunto alimentata a gas naturale. Per tale capacità, infatti, la dinamica del prezzo di cessione (cioè del "costo evitato") è analoga alla dinamica del costo variabile di produzione, in quanto entrambe sono riferite all'utilizzo di metano. La lunga vicenda relativa alla determinazione del Costo Evitato di Combustibile rappresenta tuttavia un caso significativo di come la fase attuativa del meccanismo CIP 6/92 abbia introdotto elementi di rischiosità anche per i produttori CIP 6/92 con impianti alimentati a gas naturale. Questa parte del meccanismo e l'instabilità del quadro regolatorio che ne è scaturito saranno descritti meglio nel successivo capitolo 5.

5 Il costo evitato di combustibile (CEC)

Un profilo di criticità emerso nell'attuazione del meccanismo CIP 6/92 riguarda l'aggiornamento della componente del prezzo di cessione relativa al costo evitato di combustibile (CEC). Tale componente, secondo il meccanismo CIP 6/92 e coerentemente con

la logica di “costo evitato”, avrebbe dovuto essere determinata con riferimento al valore di mercato del gas naturale in Italia²¹, essendo la capacità di generazione marginale, in quel periodo e nell’orizzonte temporale prevedibile, costituita da cicli combinati alimentati a gas naturale.

Vi è, dunque, nelle norme un riconoscimento esplicito del principio economico che aveva già nel 1992 informato il Provvedimento CIP 6/92, quello dell’aderenza del prezzo di cessione ai costi di mercato. Nella realtà l’attuazione di questo principio si è rivelata più complessa di quanto previsto..

L’adesione al criterio del “costo evitato” richiede che il prezzo del gas utilizzato per la determinazione del CEC sia rappresentativo del costo di approvvigionamento dell’impianto la cui produzione viene, seppure in linea teorica, sostituita da quella degli impianti CIP 6/92. Questo costo ha una struttura articolata, componendosi sia di elementi di natura regolata, quali ad esempio i corrispettivi di trasporto, che di elementi di prezzo determinati dal mercato, quale il valore della materia prima gas. Mentre le componenti di costo fissate dal regolatore possono essere facilmente quantificate e aggiornate, per quelle determinate dal mercato è necessario definire una metodologia di stima. Quale che sia la metodologia adottata, il valore complessivamente risultante dal calcolo deve essere rappresentativo di condizioni medie del mercato di approvvigionamento di gas. A tale proposito si noti che l’elemento qualificante del riferimento prescelto non è il suo essere rappresentativo del costo effettivo dei produttori CIP 6/92, molti dei quali per altro non utilizzano gas, bensì il suo rappresentare condizioni di mercato – cioè accessibili a qualsiasi operatore - a cui può avvenire l’approvvigionamento di gas destinato alla generazione termoelettrica.

Il decreto del Ministro dell’industria del 1994 aveva risolto la questione prevedendo che il CEC venisse determinato sulla base dell’accordo SNAM/Confindustria, poi diventato SNAM/Unapace (di seguito indicheremo questo contratto come SNAM/Unapace). Tuttavia, con il passare degli anni, date anche le modifiche strutturali del settore a seguito della liberalizzazione, le condizioni previste dal contratto con SNAM si sono progressivamente discostate dai prezzi mediamente praticati nel mercato²². Questo ha creato una spinta verso la

²¹ Nella legge finanziaria per il 2008 (art.2, comma 141), il legislatore ha previsto che l’aggiornamento del costo evitato fosse determinato “tenendo conto dell’effettiva struttura dei costi nel mercato del gas naturale”.

²² Documento di consultazione n. 18/06.

revisione dei criteri di determinazione del CEC che ha trovato il proprio sbocco al termine degli accordi contrattuali assunti come riferimento.

A fine 2006, data la scadenza del contratto SNAM-Unapace, si è dunque posto il problema dell'identificazione di una nuova metodologia per la determinazione del CEC. E' alla fine di tale anno che l'AEEG, con la delibera n. 249/06, ha definito nuove regole per la quantificazione del CEC per l'anno successivo, il 2007.

Queste regole sono state successivamente modificate dall'AEEG, con la delibera n. 154/08, accogliendo in parte le istanze dei numerosi operatori che avevano lamentato la mancata rispondenza tra i valori assunti dal CEC e il costo sostenuto dai produttori termoelettrici per l'approvvigionamento del gas naturale sul mercato. Con tale delibera l'AEEG ha definito la metodologia di quantificazione del CEC a partire dall'anno 2008. Le modifiche apportate non hanno tuttavia modificato alla radice l'impostazione metodologica adottata dall'AEEG allo scadere del contratto SNAM-Unapace (delibera n. 249/06), ma si sono limitate a cambiare le regole di determinazione di alcuni elementi.

La delibera n. 154/08, così come la precedente n. 249/06, è stata impugnata da alcuni operatori. Dopo la sentenza del Tribunale Amministrativo, che ha in arte accolto le richieste dei ricorrenti, il contenzioso è proseguito presso il Consiglio di Stato. Non è dunque chiaro ad oggi quali regole di determinazione del CEC si applicheranno per l'anno 2008 ed i seguenti.

Dall'analisi della metodologia di determinazione del CEC definita dall'AEEG emergono alcune criticità sostanziali, che hanno contribuito ad allontanare questa componente del prezzo di cessione dal costo evitato di sistema. Tali criticità saranno brevemente analizzate nel prosieguo del paragrafo. Si noti che gran parte delle osservazioni sollevate con riferimento alla delibera n. 154/08 si applicano anche alla metodologia utilizzata per l'anno 2007, nella delibera n. 249/06.

Le criticità evidenziate sono sostanziali, riconducibili a due elementi generali che hanno contribuito ad allontanare il CEC dalle condizioni di mercato effettive.

Il primo elemento attiene direttamente alla logica utilizzata per la costruzione del CEC, che segue un approccio più regolatorio che di mercato. Il CEC è infatti calcolato come somma di diverse componenti, rappresentative del costo di approvvigionamento all'ingrosso e di ulteriori elementi, quali i costi di trasporto. Tali componenti non sono tuttavia definite in modo

da rappresentare complessivamente il costo di approvvigionamento del gas prevalente nel mercato italiano, ma piuttosto il costo del gas “come sarebbe” qualora il margine di commercializzazione ottenuto dai venditori fosse fissato dal regolatore ad un livello ritenuto equo. Il superamento di questa criticità richiederebbe tuttavia un netto cambiamento d'impostazione, con il riconoscimento del fatto che il costo di approvvigionamento del gas per i produttori di energia elettrica dipende dalle dinamiche del mercato della vendita in Italia e non è sotto il controllo del regolatore.

Il secondo elemento di criticità attiene invece alle modalità di applicazione della metodologia adottata e si riferisce più precisamente:

- alla determinazione del valore del CEC per l'anno base, il 2008;
- ai criteri di aggiornamento del valore 2008 agli anni successivi.

Di seguito analizziamo questi due punti separatamente, facendo riferimento alle previsioni della delibera n. 154/08, che ha determinato il CEC per l'anno 2008. Valutazioni analoghe si applicano alla metodologia utilizzata per l'anno 2007, nella delibera n. 249/06.

5.1 Determinazione del CEC – ricostruzione della serie storica fino al 2007

Nell'analisi delle modalità di determinazione del CEC per l'anno base 2008 va innanzi tutto notato che tale determinazione non è stata attuata dall'AEEG operando un aggiornamento del CEC in vigore nell'anno precedente, il 2007. La delibera n. 154/08, che stabilisce i nuovi criteri di aggiornamento, prevede, infatti, che il CEC 2008 sia calcolato applicando retroattivamente i nuovi criteri di calcolo. Più precisamente, la determinazione del valore del CEC 2008 può essere scomposta in due fasi: la ricostruzione di una serie storica “virtuale” del CEC dal 1992 al 2004 (1^a fase) e l'aggiornamento del valore così trovato per il 2004 per calcolare il valore negli anni dal 2005 al 2007 (2^a fase). L'anno 2004 segna quindi un punto di discontinuità metodologica nel calcolo. Naturalmente la serie storica 1992-2007 così ricostruita non corrisponde ai valori del CEC effettivamente riconosciuti ai produttori CIP 6/92 nel periodo; per questo motivo indichiamo come “virtuali” i valori della serie ricostruita dall'AEEG.

1^a fase - serie storica virtuale 1992-2004

Per quanto riguarda la 1^a fase, nella ricostruzione della serie storica virtuale del CEC

1992-2004 l'AEEG è partita dai prezzi previsti dal contratto SNAM-Unapace nel periodo 1992-2004, correggendoli per tener conto dell'impatto di due interventi regolatori realizzati in quel periodo, come se tali interventi avessero determinato una rinegoziazione di tale contratto. Questa stessa metodologia era già stata utilizzata nella determinazione del CEC del 2007 (delibera n. 249/06). Il primo elemento di correzione applicato dall'AEEG ai valori SNAM-Unapace è la variazione della "componente materia prima" delle tariffe del servizio di distribuzione di gas a mezzo di reti urbane, effettuata dall'AEEG dal 2000 al 2004 (delibera n. 193/99). Il secondo elemento sono le riduzioni dei corrispettivi di trasporto del gas naturale effettuate dall'AEEG tra il 2001 ed il 2004.

Si noti che, seguendo la stessa logica di correzione dei valori storici previsti dal contratto SNAM-Unapace per allinearli ai valori di mercato, l'AEEG avrebbe potuto proseguire nella ricostruzione della serie storica virtuale fino ad arrivare al 2006, ultimo anno di validità del contratto stesso. Il regolatore ha preferito invece seguire una via diversa: la serie storica dei valori contrattuali corretti è stata ricostruita solo fino al 2004 ed il valore così trovato è stato poi aggiornato secondo una diversa metodologia, per arrivare all'anno 2007 da utilizzare come acconto per il 2008 (2^a fase).

La scelta dell'AEEG di modificare a partire dal 2004 le regole di ricostruzione della serie storica del CEC non appare motivabile in relazione ai criteri stabiliti nella Legge 9/91. Se è vero che a partire dal 2004, in seguito alla riforma del sistema tariffario adottata dall'AEEG, le tariffe del gas per i clienti civili sono state scomposte in diverse componenti, corrispondenti alle varie componenti di costo, tuttavia, tale riorganizzazione tariffaria non ha in sé alterato le modalità di funzionamento dei mercati dell'approvvigionamento di gas e, pertanto, non ha rilevanza ai fini della determinazione del CEC.

D'altro canto tale scelta ha un impatto notevole sui valori del CEC, in quanto si inserisce in un periodo temporale caratterizzato da una crescita inattesa e molto pronunciata dei prezzi delle materie prime energetiche sui mercati internazionali, primo fra tutti il petrolio, a cui il prezzo di importazione del gas è agganciato. Come evidenziato nella seguente tabella 5.1, l'utilizzo fino al 2006 della serie storica SNAM-Unapace, corretta per tener conto degli interventi regolatori, avrebbe portato ad un valore per l'anno 2006, a cui applicare i nuovi criteri di aggiornamento, sensibilmente diverso e maggiore di quello calcolato secondo la

metodologia della delibera n. 154/08: 6,54 c€/KWh invece di 6,00 c€/KWh.

Tabella 5.1. Confronto valore del CEC contratto SNAM-Unapace corretto e quello simulato ex delibera n. 154/08 nell'anno 2006 (c€/KWh)

	SNAM-Unapace con correzione	Simulazione ex delibera n. 154/08
2006	6,54	6,00

Fonte: elaborazioni IEFE

Come mostra l'esempio in tabella una scelta diversa dell'anno di riferimento per il ricalcolo del CEC secondo il nuovo metodo avrebbe potuto comportare esiti significativamente diversi. Ciò conferma l'elevato grado di discrezionalità che caratterizza l'approccio adottato.

2^a fase – aggiornamento 2005-2007

Per quanto riguarda invece la 2^a fase, di aggiornamento del valore 2004 agli anni dal 2005 al 2007, la metodologia utilizzata è quella che l'AEEG aveva definito pochi anni prima, nel 2004 (delibera n. 248/04 di modifica dei criteri di indicizzazione previsti dalla delibera n. 195/02) per l'aggiornamento delle tariffe di vendita ai clienti civili, in particolare con riferimento alla componente a copertura dei costi di approvvigionamento della materia prima.

Perché questa scelta? L'AEEG non lo esplicita in maniera chiara, dando quasi per scontato un nesso di causalità tra l'evoluzione delle tariffe per i clienti civili, le condizioni di approvvigionamento del gas all'ingrosso per i produttori termoelettrici e quindi il CEC. Va peraltro ricordato che lo stesso Provvedimento CIP 6/92 prevedeva che il costo evitato di combustibile fosse aggiornato sulla base della variazione percentuale registrata dal valore medio del prezzo del gas naturale riferito a forniture continue per centrali termoelettriche a ciclo combinato con consumo superiore a 50 milioni di mc.

In ogni caso, il salto metodologico del 2004 ha un impatto notevole, prevalentemente

per effetto dell'applicazione di una clausola detta "di salvaguardia". Questa clausola prevede che variazioni significative del costo del gas sui mercati internazionali, determinate ad esempio da bruschi cambiamenti del prezzo del petrolio, si riflettano in misura attenuata sulle tariffe applicate ai clienti finali.

L'utilizzo, ai fini della ricostruzione della serie storica virtuale del CEC dal 2004 al 2007, della stessa metodologia approvata dall'AEEG nel 2004 per l'aggiornamento delle tariffe gas per i clienti civili si è tradotto nell'applicazione di tale clausola in un periodo temporale caratterizzato da una crescita inattesa e molto pronunciata dei prezzi delle materie prime energetiche sui mercati internazionali, primo fra tutti il petrolio, a cui il prezzo di importazione del gas è agganciato.

La stessa AEEG ha motivato il suo intervento del 2004 sulle tariffe dei clienti civili anche in termini di reazione alla forte dinamica del prezzo del petrolio, sulla base della considerazione "*che la suddetta dinamica di incremento dei prezzi energetici sia dovuta almeno in parte a pratiche speculative e congiunturali sul mercato internazionale del greggio*"²³. In particolare, l'inserimento della clausola di salvaguardia non è stata fondata tanto su un criterio di aderenza ai costi effettivi di importazione del gas, quanto di incentivo per gli importatori all'inclusione di tale clausola nei contratti futuri, anche a tutela dei clienti finali²⁴. L'effetto della clausola di salvaguardia è quindi un potenziale disaccoppiamento tra i prezzi (regolati) applicati alla clientela civile e le condizioni di approvvigionamento del gas naturale all'ingrosso.

In quest'ottica d'incentivo prospettico alla modifica delle condizioni contrattuali concordate dai soggetti importatori di gas con i propri fornitori, colpisce tra l'altro l'applicazione retroattiva della clausola attuata nella ricostruzione della serie storica dei costi di approvvigionamento del gas, ai fini della determinazione del CEC. L'AEEG, infatti, arriva a determinare il valore del CEC per l'anno base 2008 solo ex-post, quando ormai i costi sono stati sottoscritti ed i costi sostenuti.

Con riferimento all'applicazione della clausola di salvaguardia ai fini della determinazione del CEC vale la pena di ricordare che il Tar Lombardia²⁵ ha ritenuto tale

²³ Relazione tecnica alla delibera n. 248/04, pag. 5.

²⁴ Relazione tecnica alla delibera n. 248/04, pag. 5.

²⁵ Nell'ambito del giudizio sulla delibera n. 154/08, con sentenza del 16 aprile 2009.

clausola contraria al criterio di aderenza del costo evitato di combustibile alla struttura dei costi nel mercato del gas naturale. L'AEEG, salvo valutazioni di contrarie del Consiglio di Stato, dovrà dunque correggere i criteri di calcolo per il 2008.

Per consentire l'applicazione delle regole di aggiornamento previste per le tariffe dei clienti civili, il valore del CEC 2004 viene scomposto in tre componenti (delibera n. 249/06): il costo del trasporto, i costi di commercializzazione e il costo all'ingrosso del gas.

$$CEC = (T + QVI + CC) * \text{rendimento}$$

Dove:

- T è la componente di costo relativa al trasporto del gas sulla rete di trasporto nazionale sino al sito dell'impianto di Trino Vercellese, assunto come riferimento ai fini della determinazione del costo evitato. Nel 2004 questa componente è pari a 1,78 c€/mc (0,404 c€/KWh) ed è determinata sulla base delle tariffe di trasporto vigenti.
- QVI è la componente intesa riflettere i costi di commercializzazione all'ingrosso e rappresenta quei costi di approvvigionamento di gas non strettamente legati alla sola materia prima. Nel 2004 questa componente è pari a 3,84 c€/mc (0,872 c€/KWh) ed è determinata sulla base di stime dell'AEEG.
- CC, ovvero la cosiddetta "Componente Convenzionale", è la componente che riflette il costo marginale di approvvigionamento di gas naturale all'estero. Nel 2004 questa componente è pari a 12,76 c€/mc (2,90 c€/KWh) ed è calcolata in via residuale in modo che la somma di tutte e tre le componenti sia pari al valore del CEC.
- *Rendimento* è il fattore di rendimento dell'impianto di riferimento, pari a 0,227.

A partire dal valore così determinato per l'1 ottobre 2004, la serie storica virtuale è stata aggiornata agli anni 2005, 2006 e 2007.

In particolare la componente a copertura dei costi di trasporto è stata aggiornata

dall'AEEG sulla base delle determinazioni in materia di trasporto del gas naturale. Per gli anni 2005, 2006 è stata pari a 1,77 c€/mc mentre per il 2007 di 1,78 c€/mc. La Componente Convenzionale (CC) è stata invece aggiornata secondo i criteri previsti dalla delibera n. 52/99, con modificata dalla delibera n. 248/04, sulla base delle variazioni di un indice It, il cui valore è stato posto pari a 1 alla data dell'1 ottobre 2004. Questo indice, rappresentativo dei contratti di importazione esistenti, è costruito come media ponderata dei prezzi del gasolio, dell'olio combustibile e del greggio (si veda l'Appendice per una descrizione dettagliata dell'indice It). I criteri di aggiornamento di It sono stati integrati e modificati con la delibera n. 154/08. Il valore 2007 di questa componente, utilizzato per la determinazione del CEC da riconoscere in acconto nel 2008, è stato pari a 20,18 c€/mc (4,58 c€/KWh). Infine la componente a copertura dei costi di commercializzazione è stata mantenuta costante.

Il valore del CEC così rideterminato per l'anno 2007, pari a 5,86 c€/KWh, è stato utilizzato come acconto per il 2008.

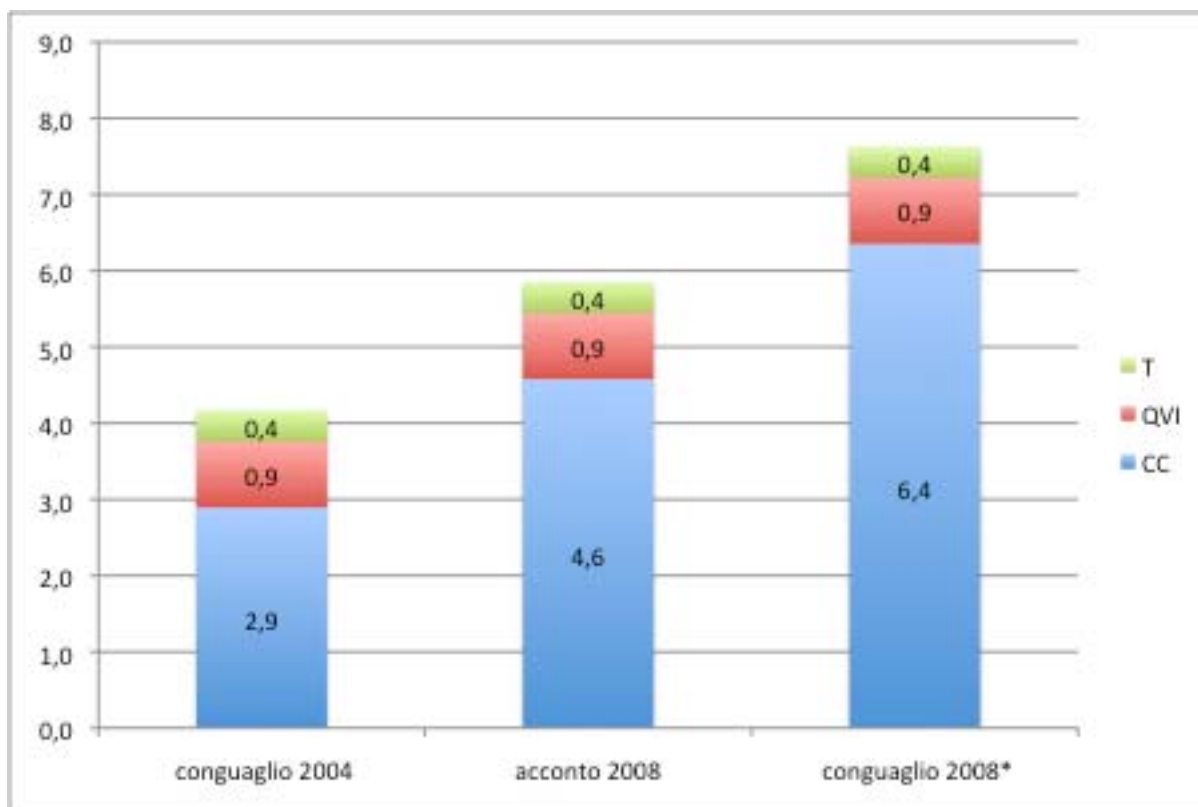


Figura 5.1. Composizione del CEC (c€/kWh)

Fonte: elaborazioni IEFE

(*) Valore stimato utilizzando la metodologia prevista dalla delibera n. 154/08

5.2 Modalità di aggiornamento del CEC per il 2008 e per gli anni successivi

La delibera n. 154/08 prevede che l'aggiornamento del CEC per il 2008 e per gli anni successivi sia effettuato secondo gli stessi criteri utilizzati per la ricostruzione storica dei valori 2005-2007.

Possibili fonti di distorsione nelle modalità di aggiornamento sono:

1. La composizione del paniere di indicizzazione;
2. Il periodo di aggiornamento e calcolo dei prezzi dei prodotti inclusi nel paniere;
3. Il meccanismo di trasferimento sul CEC delle variazioni dei prezzi delle materie prime;
4. Il tasso di cambio.

Per avere un riscontro, seppure parziale, dell'aderenza delle regole di aggiornamento

assunte dall'AEEG ai fini della determinazione del CEC e di quelle prevalenti nel mercato si può effettuare un confronto con le regole di aggiornamento dei prezzi della cosiddetta *gas realese* e delle cessioni di gas effettuate da Eni a clienti industriali fino al 30 settembre 2009 sulla base degli impegni assunti ai sensi dell'art. 14-ter della legge 287/90²⁶. Come già evidenziato l'AEEG ha nel tempo modificato le modalità di indicizzazione del CEC. Ai fini di questa comparazione abbiamo utilizzato la metodologia definita nella delibera 154/08. In una sezione successiva discuteremo gli effetti della delibera 249/06, che ha stabilito le condizioni per la determinazione del CEC nel 2007.

a) Composizione del paniere di indicizzazione

La gas release utilizza lo stesso paniere e gli stessi pesi utilizzati per il CEC. In particolare, il paniere di riferimento comprende il prezzo internazionale del gasolio (GSL), dell'olio combustibile a basso tenore di zolfo (BTZ) e del BRENT. I pesi loro attribuiti sono rispettivamente 0,41 - 0,46 - 0,13.

b) Periodo di aggiornamento e calcolo dei prezzi dei prodotti inclusi nel paniere

Entrambe le formule, CEC e gas release, rilevano le medie mobili mensili per nove mesi, seppure con diverso periodo temporale rispetto al tempo base.

I tassi di cambio €, invece, differiscono in base agli elementi illustrati di seguito.

c) Il meccanismo di trasferimento sul CEC delle variazioni dei prezzi delle materie prime

La metodologia dell'AEEG prevede la cosiddetta clausola di salvaguardia. Tale clausola, al fine di evitare il trasferimento sui prezzi finali di picchi corrispondenti a rialzi sui mercati petroliferi, definisce degli intervalli di variazione del prezzo del Brent in It da cui dipende la percentuale di trasferimento del prezzo del Brent sull'indice di aggiornamento della componente CC.

²⁶ Provvedimento dell'AGCM n. 16530 del 23 novembre 2006, in bollettino n. 8/2997, con cui l'AGCM ha accettato e reso obbligatori gli impegni presentati dall'ENI per chiudere l'istruttoria per abuso di posizione dominante sul rigassificatore di Panigaglia. In forza di tale provvedimento ENI ha ceduto 4 miliardi di mc di gas a un prezzo inferiore a quelli di mercato. Secondo l'AGCM gli impegni di ENI rappresentano una misura idonea a far venire meno i profili anticoncorrenziali oggetto di istruttoria perché rende possibile ai concorrenti di ENI di avvalersi di una possibilità di approvvigionamento di gas a condizioni economiche più favorevoli rispetto ai prezzi di vendita del gas riscontrabili sul mercato.

La formula di aggiornamento del prezzo della gas release non contiene clausole di salvaguardia.

L'applicazione della clausola di salvaguardia ha impatti molto diversi sul prezzo di cessione, in funzione dell'andamento del prezzo del petrolio nel periodo di applicazione. Se applicata in periodi di forte calo del costo dei prodotti petroliferi sui mercati internazionali la clausola comporta un sostegno dei ricavi da vendita del gas (e quindi dell'energia elettrica dei produttori CIP 6/92) ed un connesso aumento dei loro margini. Viceversa, in periodi di tensione sui mercati petroliferi, non consente di trasferire sui prezzi l'aumento dei costi di approvvigionamento, con una conseguente contrazione dei margini. Concretamente la clausola di salvaguardia ha avuto un impatto rilevante nella determinazione del CEC proprio perché è stata applicata retroattivamente, a partire dal 2004, in anni quindi di forte aumento del prezzo del petrolio.

A titolo esemplificativo, se nel calcolo del CEC per l'anno 2008 non si fosse applicata dall'ottobre 2004 la clausola di salvaguardia il valore sarebbe risultato sensibilmente superiore: 8,25 c€/KWh invece di 7,63 c€/KWh.

Tabella 5.2. Esempio per l'anno 2008 del calcolo del CEC ex delibera n.154/08 con e senza clausola di salvaguardia (c€/kWh)

	Delibera n. 154/08	Simulazione del. n. 154/08 senza salvaguardia
2008	7,63	8,25

Fonte: elaborazioni IEFÉ

Naturalmente, il valore del CEC sarebbe risultato molto diverso anche nel caso in cui la clausola di salvaguardia fosse stata applicata anche retroattivamente ma sin dall'inizio degli anni '90 invece che dal 2004. In questo modo avrebbe infatti operato anche negli anni di forte contrazione del prezzo del petrolio.

Tasso di cambio adottato per la conversione da dollaro ad euro dei prezzi delle materie prime

Un ultimo fattore che può determinare una discrepanza significativa tra il costo di approvvigionamento di mercato e la componente CC del CEC è rappresentato dalla conversione in euro del costo di approvvigionamento del gas sui mercati internazionali.

I contratti di compravendita di gas naturale sui mercati internazionali normalmente determinano il prezzo sulla base del valore di un paniere di combustibili²⁷. In particolare, il prezzo da corrispondere ciascun mese è calcolato come media mobile del valore passato di tale paniere su un arco temporale più o meno lungo. Questo è il criterio di calcolo adottato anche dall'AEEG per il CEC che, con la delibera n. 154/08, ha previsto che il paniere sia composto da BTZ, Brent, Gasolio e che la media sia calcolata su nove mesi a partire dal mese precedente quello di riferimento. Ad esempio, il prezzo del gas nel mese di ottobre è pari alla media del valore del paniere nei mesi da gennaio a settembre. Questa modalità di determinazione del prezzo del gas consente di rendere tale prezzo più stabile rispetto alle forti oscillazioni dei prezzi del petrolio e dei suoi derivati. Il valore delle diverse componenti del paniere nei nove mesi è espresso in dollari, così come il prezzo del gas sui mercati internazionali.

L'attuale metodologia dell'AEEG prevede la conversione in euro del prezzo del gas espresso in dollari, applicando a ciascuna quotazione mensile dei prodotti inclusi nel paniere dei combustibili (BTZ, Brent, Gasolio) il rispettivo tasso mensile di cambio, calcolato in base alla media mensile dei valori del cambio €/\$ definita dall'ufficio italiano cambi. Per convertire in euro il prezzo del gas di ottobre, ad esempio, si procede convertendo i valori dei prodotti inclusi nel paniere dei singoli mesi da gennaio a settembre. Calcolati in questo modo i valori mensili espressi in euro, ai fini della determinazione del valore di acconto del CEC in un determinato mese, si procede poi al calcolo della media.

La metodologia prevede quindi il calcolo di una media di valori passati, già convertiti da dollari ad euro. Questi criteri di calcolo non rispecchiano tuttavia le modalità di

²⁷ Dichiarato dall'AEEG nei documenti di consultazione relativi ai criteri per l'aggiornamento del costo della materia prima delle tariffe del gas e delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale.

formazione del prezzo prevalenti sul mercato. Infatti, di norma l'operatore che compra il gas in un certo mese lo paga in dollari al cambio dello stesso mese. A parità di altre condizioni, in ciascun mese la distorsione può avere sia segno positivo (valore della componente CC superiore ai costi di approvvigionamento), che segno negativo (valore della componente CC inferiore ai costi di approvvigionamento). Non vi è tuttavia ragione per ritenere che distorsioni di segno opposto si debbano compensare nel corso dell'anno. I criteri di conversione adottati comportano dunque una differenza strutturale tra la componente CC e i costi di approvvigionamento.

L'utilizzo ai fini del calcolo del CEC di una metodologia di conversione da dollari ad euro diversa da quella effettivamente prevalente²⁸ nella compravendita di gas impone agli acquirenti di operare sul mercato valutario per coprirsi dal rischio cambio. Questo costo non è tuttavia incluso tra le componenti considerate nella formula di calcolo del CEC e dovrebbe essere aggiunto nel calcolo come una componente addizionale.

Si noti che in questo la metodologia prevista dalla delibera n. 154/08 in qualche modo si allontana dal criterio, delineato dalla legge finanziaria, di aderenza del CEC alla struttura dei costi. Un modo alternativo e più efficiente per riallineare il CEC alla struttura dei costi è quello di modificare le regole di applicazione del tasso di cambio, eliminando la distorsione sopra descritta. A tal fine, la metodologia dovrebbe prevedere il calcolo della media dei prezzi dei combustibili espressi in dollari e, solo successivamente, la conversione in euro del valore medio così trovato. Questa modalità di conversione è, d'altronde, la medesima prevista nella formula della *gas release*.

Come si può vedere dall'esempio nella tabella 5.3, la scelta relativa al tasso di cambio ha un impatto non irrilevante sul valore del CEC. Se valutato con riferimento all'anno 2008, ad esempio, l'effetto della diversa metodologia di conversione è dell'ordine di 0,25 c€/kWh (circa 3% del valore del CEC).

Tabella 5.3. Esempio per l'anno 2008 del calcolo del CEC ex delibera n.154/08 con e senza cambio relativo al mese di prelievo (c€/KWh)

²⁸ Fonte: interviste a operatori di settore e presentazioni ENI sulla composizione contrattuale del portafoglio di approvvigionamento di gas naturale.

	CEC Delibera n. 154/08	CEC Cambio relativo mese di prelievo
2008	7,63	7,88

Fonte: elaborazioni IEFE.

5.3 *Confronto tra la delibera n. 249/06 e la delibera n. 154/08*

Come detto, la metodologia sopra descritta è uguale, nell'impostazione generale, a quella applicata dall'AEEG con la delibera n. 249/06 nella determinazione del CEC relativo all'anno 2007. La delibera n. 154/08 ha tuttavia introdotto delle modifiche di dettaglio su alcuni elementi. In particolare con tale delibera:

- la frequenza di aggiornamento dei valori di acconto del CEC è passata da trimestrale a mensile e l'indice It è stato ridefinito come media di valori mensili del paniere²⁹;
- il periodo di riferimento per il calcolo della media dei prodotti inclusi nel paniere It è diventato il periodo di nove mesi compreso tra M-9 e M-1, dove M è il mese per il quale si procede all'aggiornamento;
- è stata eliminata la soglia di invarianza che prevedeva che il CEC venisse aggiornato solo nel caso in cui la variazione percentuale dell'indice It fosse superiore, in valore assoluto, a certi livelli predefiniti³⁰.

²⁹ Nella delibera 249/06 la regola di aggiornamento del CEC prevedeva che l'indice dei prezzi di riferimento It venisse calcolato prima dell'inizio di ciascun trimestre; il prezzo di cessione della *gas release* era, invece, aggiornato mensilmente. Questo disallineamento è stato superato con la delibera n. 154/08 perché l'AEEG ha modificato il periodo di aggiornamento facendolo diventare mensile.

³⁰ Nella delibera 249/2006 la metodologia di aggiornamento del CEC prevedeva una soglia di invarianza con lo scopo di evitare aggiornamenti in occasione di variazione dell'indice It di modesta entità. La delibera n. 52/99 fissava nel 5% il valore entro il quale tali variazioni, in crescita o in diminuzione, vengono sterilizzate, lasciando inalterato il valore della componente materia prima. Le delibere n. 195/02 e n. 248/06 hanno confermato tale valore che viene invece rettificato dalla delibera n. 134/06, che ha ridotto la soglia di invarianza dal 5% al 2,5%. La delibera n. 154/08 ha eliminato la soglia di invarianza. Nella *gas release* la variazione mensile dei prezzi di riferimento è pari alla variazione dell'indice del paniere, moltiplicata per un coefficiente di 0,95 indipendente dall'entità della variazione.

Le nuove regole sono state utilizzate retroattivamente per il ricalcolo del valore nell'anno base 2008, e si è inoltre prevista la loro applicazione per gli aggiornamenti futuri.

A tale proposito può essere utile sottolineare come, poiché le modalità di ricostruzione della serie storica virtuale per gli anni 2004-2007 adottate nella delibera n. 154/08 sono parzialmente diverse da quelle adottate nella delibera n. 249/06, il valore del CEC ricostruito con le due metodologie (n. 249/06 e n. 154/08) risulti diverso. Se a questo si aggiunge la considerazione che la nuova metodologia (quella della delibera n. 154/08) corregge delle distorsioni che contribuivano ad allontanare il CEC dai costi, se ne può dedurre che la differenza tra le serie storiche del CEC ricostruite dalle due delibere per il periodo 2004-2007 dà indicazione circa gli errori che si possono commettere applicando regole standard di aggiornamento non perfettamente allineate alle dinamiche di mercato.

L'aggiornamento sulla base di un indice standard costruito su un paniere di combustibili deve dunque essere oggetto di attenta valutazione. Distorsioni anche piccole rispetto a quanto effettivamente prevalente nel mercato possono nel tempo cumularsi, portando a divari anche rilevanti tra valore standard e valore effettivo di mercato del gas. D'altronde la stessa AEEG ha nel tempo riconosciuto la necessità di avvicinare le regole d'indicizzazione a quelle prevalenti nel mercato. Seguendo tale linea di ragionamento ci si domanda se non possa essere opportuno abbandonare la via della ricostruzione storica del CEC sulla base di criteri standard di aggiornamento che, per quanto progressivamente affinati, restano un'approssimazione a volte molto imperfetta dei valori di mercato. Queste riflessioni assumono anche maggior rilevanza se si tiene conto che ciò che si sta quantificando in questa fase della procedura di calcolo sono valori storici, ormai realizzati sulla base delle clausole contrattuali e delle dinamiche di mercato prevalenti negli anni in oggetto. Gli operatori non hanno evidentemente nessuna possibilità di adattare retroattivamente i propri comportamenti e le modalità di approvvigionamento in funzione delle regole di riconoscimento dei costi adottate dal regolatore.

Resta inoltre da comprendere perché nella correzione della metodologia effettuata con la delibera n. 154/08 non sia stata eliminata anche la clausola di salvaguardia. Certo che, nel caso in cui anche la clausola di salvaguardia fosse stata eliminata ricalcolando i valori da 2004 il CEC sarebbe stato sensibilmente maggiore.

Nel caso in cui questa correzione venisse fatta rimanendo nell'ambito della metodologia sopra descritta e la clausola di salvaguardia venisse eliminata, per coerenza con le modalità di determinazione delle altre variabili, il ricalcolo dovrebbe partire ancora una volta dal 2004.

Va infine sottolineato un ultimo punto della metodologia di calcolo non ancora assestato. Si tratta del trattamento dei costi di bilanciamento. La stessa AEEG ha riconosciuto la necessità di effettuare valutazioni che circa eventuali costi di sbilanciamento, derivanti dalla discontinuità dei prelievi di gas naturale da parte delle utenze termoelettriche. I costi di bilanciamento determinati da eventi indipendenti dal controllo e dalla condotta degli operatori dovrebbero essere incorporati nel costo di approvvigionamento del gas naturale sostenuto dai produttori termoelettrici. A oggi, tuttavia, tali costi non sono ancora inclusi nella metodologia di calcolo del CEC.

L'impatto complessivo delle modifiche attuate con la delibera n. 154/08 è stato comunque di un certo rilievo. Come mostrato nel grafico, il valore del CEC per l'anno 2008 calcolato sulla base della metodologia prevista dalla 154/08 è più alto di quanto sarebbe risultato con l'applicazione della metodologia precedentemente in vigore, quella della delibera n. 249/06: 7,63 c€/kWh invece di 7,47 c€/kWh. Tale differenza è interamente spiegata dal diverso valore assunto dalla componente convenzionale CC utilizzando le due metodologie: 6,36 c€/kWh (28 c€/Mc) invece di 6,2 c€/kWh (27,3 c€/Mc).

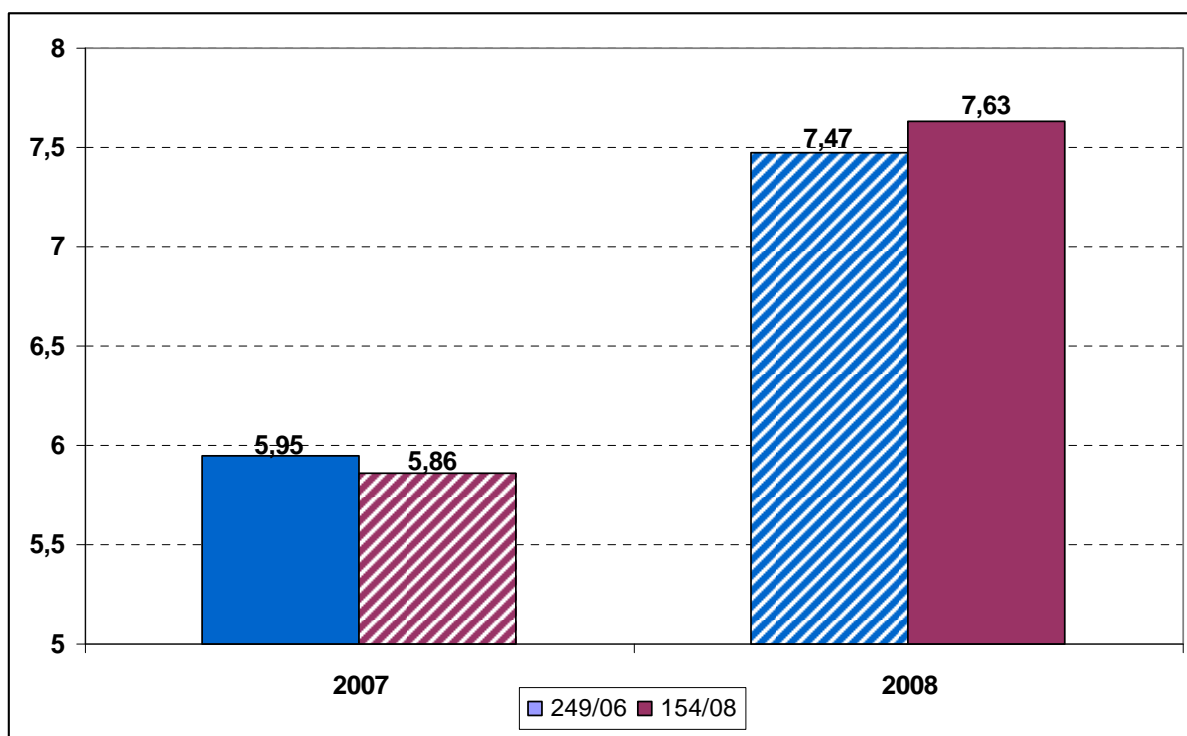


Figura 5.2. Confronto valore del CEC negli anni 2007 e 2008 con metodologia ex delibera n. 249/06 ed ex delibera n. 154/08. Valori in c€/kWh, a strisce sono rappresentati i valori simulati.

Fonte: elaborazioni IEFE

La rilevanza quantitativa della metodologia adottata è confermata anche dall'analisi del 2007. Infatti, se in tale anno si fosse applicata la metodologia prevista dalla delibera n. 154/08 il CEC sarebbe risultato inferiore a quanto determinato sulla base della delibera n. 249/06, effettivamente in vigore: 5,86 c€/kWh contro 5,95 c€/kWh.

5.4 La metodologia di determinazione del CEC: valutazioni quantitative

Come evidenziato nel precedente paragrafo, a partire dall'anno 2006, scadenza del contratto SNAM-Unapace, si è resa necessaria l'individuazione di un valore che potesse rappresentare la componente convenzionale (CC) ai fini del calcolo del costo evitato di combustibile (CEC) per gli anni successivi. Il regolatore ha espresso l'esigenza di trovare, a tal fine, un valore "obiettivo, trasparente e non manipolabile". In proposito, deve rilevarsi che l'assenza di un mercato organizzato rende difficile la standardizzazione delle condizioni contrattuali; questo, a sua volta, rende difficoltosa la definizione di un unico riferimento di prezzo, a fronte di una molteplicità di tipologie contrattuali e di prodotti scambiati. Basti pensare alle condizioni di rinegoziazione del contratto o alla durata dello stesso. Infine, i

contratti di approvvigionamento di gas conclusi dai produttori per i propri impianti termoelettrici non sono pubblici. Tali contratti sono, però, tutti nella disponibilità dell'AEEG. Pertanto, l'Autorità ha la possibilità di valutare i contratti di approvvigionamento ai fini della determinazione del prezzo di mercato (cfr. para. 5.5).

Al contrario, una valutazione di dettaglio basata sugli accordi di compravendita conclusi dagli operatori è a noi preclusa.

Indicazioni, seppure approssimate, del posizionamento della componente convenzionale del CEC rispetto ai costi di approvvigionamento del gas a condizioni di mercato si possono tuttavia desumere, seppure indirettamente, dal confronto con i riferimenti di prezzo descritti nel paragrafo precedente: la cessione Eni 2004-2008³¹ e la gas release.

Prima di entrare nell'analisi dei valori è importante fare alcune premesse metodologiche.

Innanzitutto, come già argomentato nei paragrafi precedenti, le condizioni di approvvigionamento del gas, incluso il prezzo e le sue regole di aggiornamento, vengono negoziate di volta in volta in funzione delle condizioni di mercato prevedibili al momento della chiusura del contratto. Contratti conclusi in momenti diversi potranno avere condizioni diverse. I prezzi risultanti da tali contratti hanno quindi significato nel momento di conclusione del contratto, o negli anni immediatamente contigui, purché le condizioni di contesto non abbiano subito variazioni. Ai fini dell'analisi, in questo paragrafo per ciascun contratto considereremo i valori assunti dal prezzo nel periodo di validità del contratto medesimo.

In secondo luogo, i riferimenti di prezzo utili per un confronto con la componente convenzionale del CEC sono quelli relativi al mercato della vendita al cliente finale. Nel caso in cui il prezzo di riferimento si riferisse ad una cessione all'ingrosso si renderebbe necessario effettuare delle ipotesi di correzione per rendere questo prezzo rappresentativo di valori di mercato per il cliente finale. E' questo, ad esempio, il caso del prezzo della cessione Eni

³¹ La cessione Eni 2004-2008 è stata la misura adottata dall'ENI quale impegno idoneo a eliminare l'infrazione accertata dall'AGCM con il provvedimento 21 novembre 2002 (caso BLUGAS- SNAM). L'impegno di ENI è stato valutato dall'AGCM quale misura in grado di consentire, a partire dal 1 ottobre 2004, ad una pluralità di operatori di usufruire di volumi di gas a condizioni di costo paragonabili a quelle di un approvvigionamento indipendente sui mercati internazionali e ritenuto idoneo ad eliminare l'infrazione accertata.

2004-2008, il cui prezzo di cessione è stato definito in modo da coprire il costo del gas sui mercati internazionali, il trasporto fino al confine italiano e i costi dello stoccaggio strategico, e il caso della gas release, che prevedeva la cessione del gas al Punto di scambio virtuale.

Per rendere questi prezzi confrontabili con il valore del gas naturale nel mercato della vendita al dettaglio per i grandi consumatori industriali bisogna aggiungere il costo del trasporto nazionale e il margine di commercializzazione per il venditore. A tale proposito si noti che, poiché nella cessione Eni 2004-2008 e nella gas release l'allocazione del gas è avvenuta pro quota e non tramite asta ed il prezzo è stato fissato nell'ambito di un procedimento dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato per evitare una multa da parte di quest'ultima Autorità, è ragionevole assumere che le condizioni economiche di queste cessioni fossero più convenienti di quelle medie di mercato in quel momento. In altri termini, che il prezzo della cessione Eni 2004-2008 e il prezzo gas release fossero inferiori al valore all'ingrosso del gas atteso nel periodo contrattuale e, di conseguenza, il margine di commercializzazione per il venditore al dettaglio fosse consistente. Tanto più tenuto conto che il vincolo di acquisto del gas solo su mandato dei clienti finali ha di fatto dato potere contrattuale al cliente, ponendo un onere di acquisto dei mandati in capo all'operatore aggiudicatario e trasferendo almeno parte del vantaggio di prezzo dal venditore al cliente finale che rilasciava il mandato.

In conclusione, si può ritenere che il valore di mercato del gas per i grandi clienti industriali atteso nel periodo 2004-2009 fosse superiore al valore ottenuto partendo dal prezzo della cessione Eni 2004-2008 e dal prezzo gas release sommandogli i costi di trasporto nazionale e una quota rappresentativa dei costi di commercializzazione all'ingrosso.

Ciò detto, ai fini del confronto del CEC a bocca di centrale rispetto ai costi di approvvigionamento del gas a condizioni di mercato, quello che oggettivamente può essere fatto, è un confronto tra:

- il CEC, definito come somma della componente convenzionale calcolata dall'AEEG ai sensi delle delibere 249/06 e 154/08, inclusiva del margine di commercializzazione all'ingrosso (pari a 3,84 c€/mc) e del costo di trasporto nazionale (pari a circa 1,77-1,78 c€/mc a seconda dell'anno),
- il costo del gas “netto margine di commercializzazione”, calcolato come somma

del prezzo di cessione (Eni 2004-2008 o prezzo della gas release) ed i soli costi di trasporto fino alla centrale di Trino, senza includere quindi alcun margine per l'operatore aggiudicatario, nemmeno quelli relativi alla copertura dei costi commerciali.

Nel caso in cui il CEC negli anni in questione si collocasse al di sotto del costo del gas di mercato così calcolato, avremmo un chiaro e univoco segnale di sottodimensionamento rispetto ai valori di mercato.

Dall'analisi emerge che il valore del CEC calcolato dall'Autorità con le delibere n. 249/06 e 154/08 risulta inizialmente superiore al valore del prezzo di mercato "senza margine" (senza però darci indicazioni della piena copertura del margine di commercializzazione applicato dagli operatori), per poi cadere bruscamente sotto il livello di tale prezzo di mercato "senza margine" da metà 2007.

Dall'analisi emergono segnali di allontanamento dai valori di mercato del costo del gas utilizzato per il calcolo del CEC. In particolare, sembra essersi registrato un aumento al di sopra del prezzo di mercato negli anni immediatamente precedenti la riforma attuata dall'AEEG con la delibera n. 249/06 ed una successiva caduta al di sotto dei valori di mercato a seguito dell'applicazione della nuova metodologia, dal 2007.

Tuttavia, per un confronto complessivo tra il Costo Evitato di Combustibile determinato dall'AEEG e quello che risulterebbe dalla considerazione delle condizioni medie di mercato è necessario tenere in considerazione un ultimo elemento: l'efficienza tecnica dell'impianto di produzione. Il costo del combustibile per KWh prodotto dipende infatti non solo dal costo unitario del gas, ma anche dalla quantità di gas necessaria per produrre un KWh (fattore di rendimento termico dell'impianto). Come già chiarito in precedenza, nel calcolo del prezzo di cessione del CIP 6/92 si è utilizzato un fattore di rendimento standard, pari al 45,9%, mai aggiornato malgrado l'evoluzione tecnologica abbia portato nel tempo alla realizzazione di impianti con rendimenti via via crescenti. Nel prosieguo del paragrafo utilizzeremo per il calcolo il rendimento standard definito dal Provvedimento CIP 6/92. Nel confronto tra il CEC e i costi medi effettivi di produzione di energia elettrica è tuttavia da tenere presente che per gli impianti di più recente realizzazione l'utilizzo di un fattore di rendimento relativo alla tecnologia del 1992 ha probabilmente compensato in parte le distorsioni derivanti dalle

modalità di calcolo della componente convenzionale. Questo ragionamento non vale per gli impianti che hanno utilizzato una tecnologia risalente ai primi anni 90.

CEC e valore di mercato del gas naturale: una valutazione quantitativa

Come già detto, fino al 2006 il CEC riconosciuto ai produttori CIP 6/92 è quello del contratto SNAM-Unapace. Dal 2007 per fissare i nuovi criteri da applicare nella determinazione del CEC interviene l'AEEG, prima con la delibera n. 249/06 e poi con la delibera 154/08, rispettivamente per l'anno 2007 e per l'anno 2008.

Per valutare il livello e la dinamica del valore del gas utilizzato per il calcolo del CEC rispetto ai valori di mercato del gas in questo paragrafo si propone il confronto con i due riferimenti sopra citati: la cessione Eni 2004-2008 e la gas release del 2006. Il confronto riguarda quindi il periodo di riferimento dei contratti, che copre gli anni dal 2004 al 2009. Siccome il valore del CEC per l'anno 2009 non è noto, nè tantomeno la metodologia con cui sarà determinato, ai fini del confronto per tale anno si è utilizzata la metodologia prevista dalla delibera n. 154/08.

Per quanto riguarda la cessione Eni 2004-2008, l'analisi è fatta aggiungendo il costo del trasporto fino a bocca di centrale, così come calcolato dall'Autorità nelle sopra citate delibere. Tale prezzo non è un prezzo di mercato per i clienti finali, in quanto si è ipotizzato un margine di commercializzazione nullo (o negativo) per l'operatore aggiudicatario, ma è il riferimento più oggettivo che possiamo utilizzare per tale confronto. Per ottenere il valore del gas naturale per i clienti finali dovremmo aggiungere un margine di commercializzazione che l'AEEG ha quantificato pari a 3,84 c€/mc nella delibera 249/06 e 154/08 (pari 0,9 c€/kWh tenuto conto del rendimento termico di 0,227 mc/kWh). In particolare, il valore di riferimento (P_{gas1}), espresso in c€/kWh, è calcolato come segue:

$$P_{gas1} = (P_{ENI\ 2004-2008} + T) * rendimento$$

Dove T è la componente a copertura dei costi di trasporto nazionale utilizzata nella

valorizzazione del CEC. Rendimento è invece il rendimento termico dell'impianto, assunto pari a 0,227 mc/kWh.

Il secondo valore di riferimento (Pgas2) è quello della gas release, aumentato del costo di trasporto nazionale dal punto di scambio virtuale fino alla centrale di Trino Vercellese, pari a 0,8 c€/mc (pari a 0,18 c€/kWh tenuto conto del rendimento termico di 0,227 mc/kWh).

Siccome questo confronto è volto ad una valutazione del valore del gas, nel calcolo dei valori di riferimento Pgas1 e Pgas2 si è utilizzato il rendimento di un impianto di generazione standard definito dal provvedimento CIP 6/92.

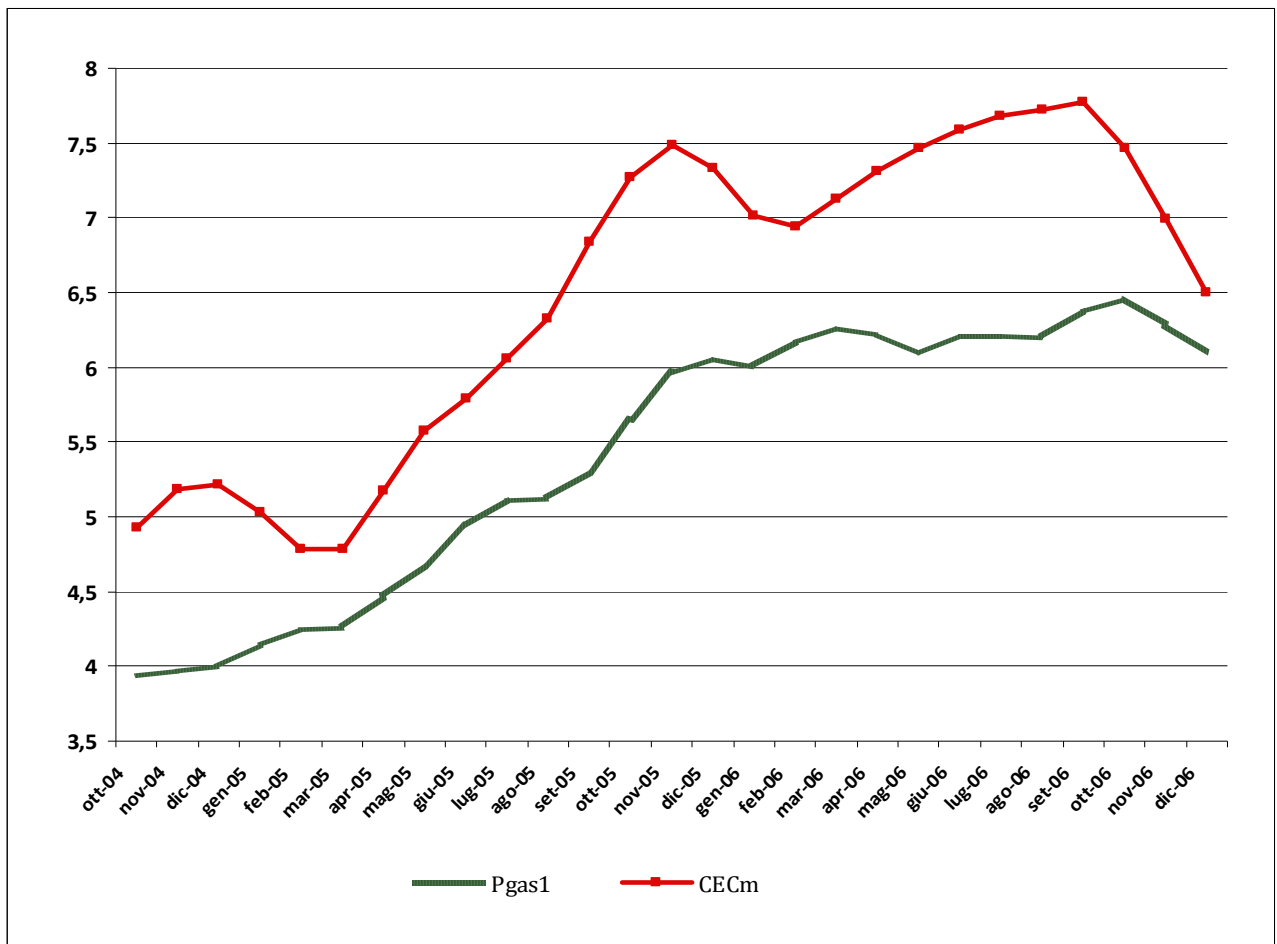


Figura 5.3a. Confronto tra il valore del CEC ed una stima di costo di approvvigionamento del gas per un impianto di generazione di energia elettrica con rendimento pari a quello CIP 6/92 con prezzo del gas pari a Pgas1 (c€/kWh)

Fonte: elaborazioni IEFÉ

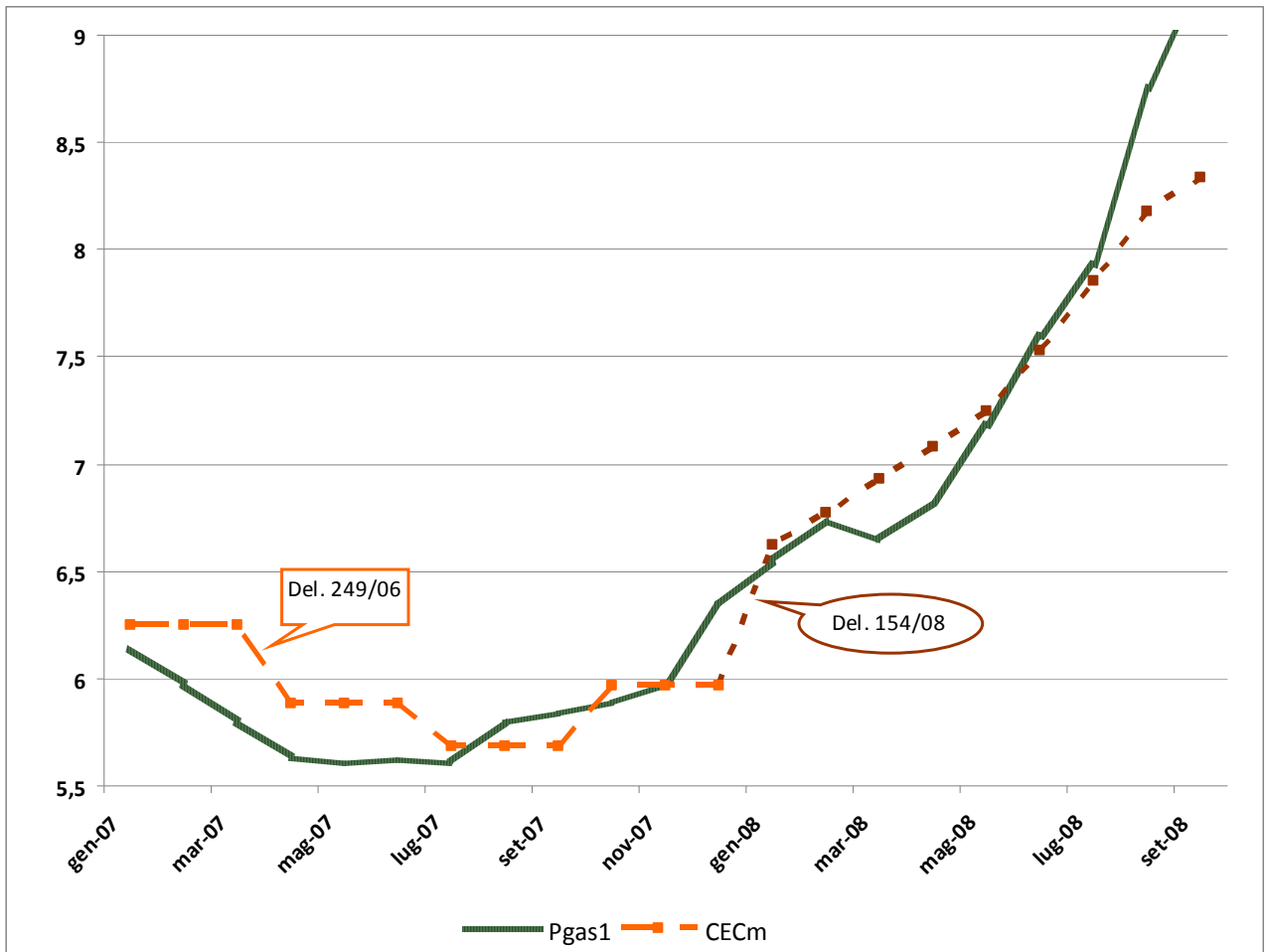


Figura 5.3b. Confronto tra il valore del CEC ed una stima di costo di approvvigionamento del gas per un impianto di generazione di energia elettrica con rendimento pari a quello CIP 6/92 con prezzo del gas pari a Pgas1 (c€/KWh)

Fonte: elaborazioni IEFÉ

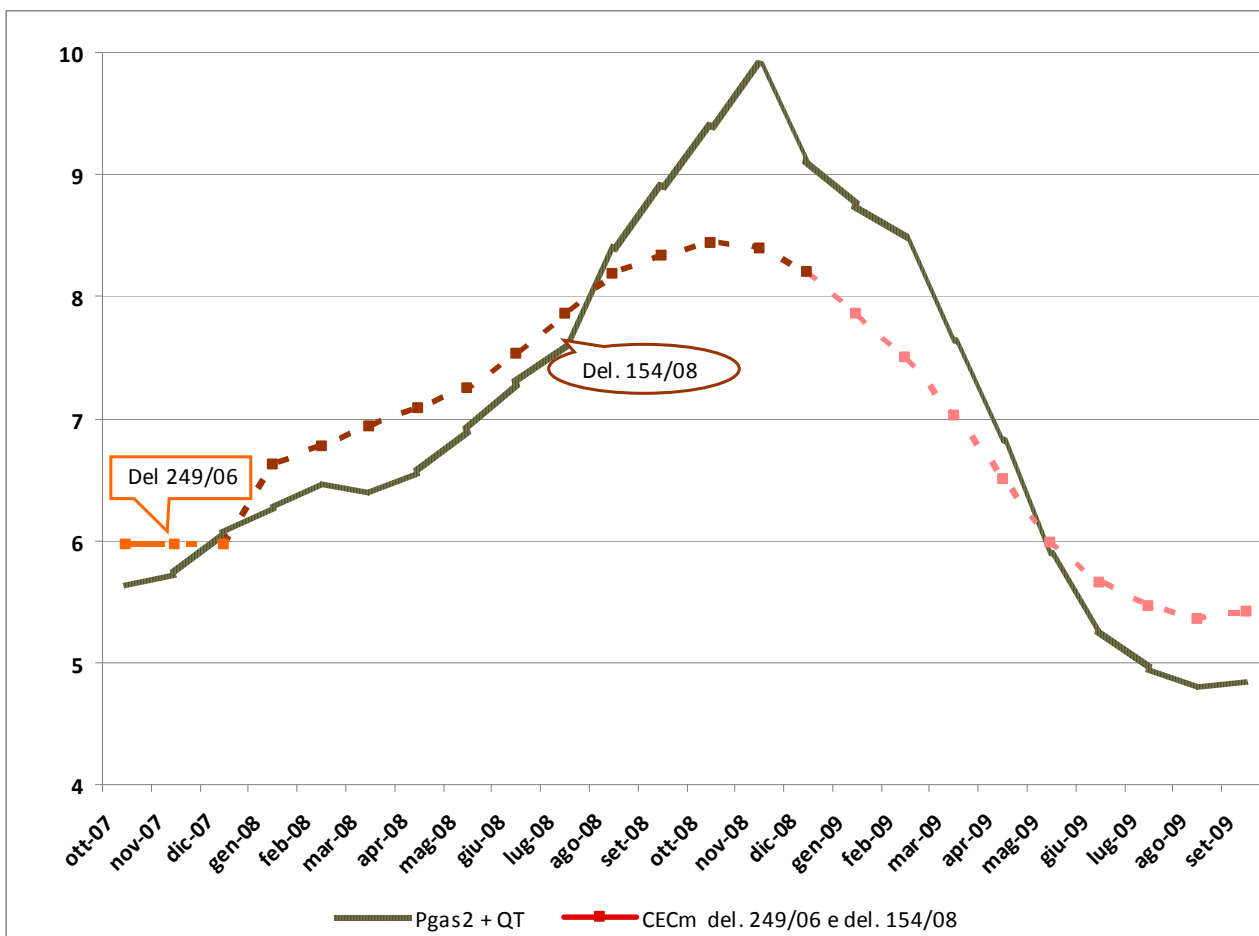


Figura 5.4. Confronto tra il valore del CEC ed una stima di costo di approvvigionamento del gas per un impianto di generazione di energia elettrica con rendimento pari a quello CIP 6/92 con prezzo del gas pari a Pgas2 (c€/KWh)

Fonte: elaborazioni IEF E

Dall'analisi dei dati emergono segnali di disallineamento del CEC rispetto ai costi medi di approvvigionamento a valori di mercato al netto del margine di vendita. In particolare, come rilevato dalla stessa AEEG, nel periodo compreso tra la fine del 2004 e il 2006, ultimi anni di validità del contratto SNAM-Unapace, il CEC sembra essere stato al di sopra dei valori di mercato. Con la revisione metodologica introdotta allo scadere del contratto, a fine 2006, i valori si sono molto avvicinati. Tuttavia, con il passare del tempo le distorsioni del meccanismo di aggiornamento hanno portato ad un nuovo allontanamento del CEC dai valori di mercato. Questo allontanamento è particolarmente evidente a partire dalla metà del 2008, quando il CEC si è assestato su valori sensibilmente inferiori a quelli di mercato. Nell'analisi dei dati va naturalmente considerato che nella stima del valore di mercato non si è inclusa

nessuna componente a copertura dei costi di commercializzazione del gas al dettaglio.

5.5 *Modalità alternative di determinazione del CEC*

Come sopra ricordato, nella logica del meccanismo introdotto dalla Legge 9/91 la componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica CIP 6/92 che riflette il Costo Evitato di Combustibile deve essere determinata con riferimento al valore di mercato del gas naturale; il meccanismo di aggiornamento adottato dall'AEEG a partire dal 2007, come successivamente modificato, prescinde dal riferimento a valori di mercato del gas naturale.

In questa sezione esploriamo un approccio ai fini della determinazione del CEC alternativo a quello adottato dall'AEEG, compatibile con la Legge 9/91 e tale da soddisfare condizioni di trasparenza e non manipolabilità che l'Autorità ha assunto come requisiti.

Il requisito di non manipolabilità, in particolare, può essere declinato nei termini seguenti. Si verificherebbe una manipolazione se le transazioni il cui valore concorre – direttamente o indirettamente – alla determinazione del CEC avvenissero a prezzi diversi (e in particolare superiori) a quelli prevalenti sul mercato, allo scopo di inflazionare il CEC. Un tale incentivo potrebbe ad esempio sussistere qualora gli acquisti di gas degli stessi proprietari di impianti CIP 6/92 avessero un impatto rilevante sull'indice utilizzato per determinare il CEC. In questo caso, infatti, i proprietari degli impianti CIP 6/92 potrebbero avere l'incentivo a concordare con i propri fornitori di metano prezzi maggiori di quelli prevalenti sul mercato; questo determinerebbe un aumento del CEC e un extra-profitto per i fornitori di metano. Per altro, una condizione necessaria affinché tale strategia sia profittevole per i proprietari degli impianti CIP 6/92 è che sia possibile trasferire a essi parte del maggior profitto ottenuto dai propri venditori di gas, ad esempio attraverso *side-payments*.

L'incentivo alla manipolazione si riduce quanto maggiore è, ai fini della determinazione del CEC, la quota delle transazioni di compravendita di gas per utilizzi termoelettrici che riguardano generatori non CIP 6/92. Questi infatti non trarrebbe alcun vantaggio da un innalzamento del CEC, pur sopportando il costo di acquisto del metano artificialmente elevato.

Stimiamo che in Italia nel 2008 la capacità installata relativa a impianti alimentati con

gas naturale in circa 41.000 MW, 68% del totale termoelettrico e 54% dell'intero parco. La capacità detenuta da operatori che non hanno interessi significativi nella produzione CIP 6/92, inoltre, ammonta a circa 24.000 MW; pertanto dovrebbe essere possibile derivare informazioni robuste circa il costo di approvvigionamento medio per un impianto termoelettrico alimentato a gas.

Queste osservazioni suggeriscono la possibilità di determinazione del CEC come valore medio dei prezzi delle transazioni di compravendita di gas per utilizzi termoelettrici in Italia che coinvolgono generatori non CIP 6/92. Un tale approccio fornirebbe valori del CEC coerenti con la logica del meccanismo previsto della legge 9/91 perché il CEC rifletterebbe condizioni “medie” a cui i generatori termoelettrici in Italia hanno effettivamente approvvigionare il gas naturale.

L'assenza di un indicatore affidabile del valore di mercato del gas naturale non preclude l'attuazione di un meccanismo per la determinazione del CEC basato sui costi effettivamente sostenuti dai generatori termoelettrici non CIP 6/92. Il regolatore potrebbe, infatti, monitorare direttamente i contratti di fornitura per utilizzo termoelettrico conclusi dai principali generatori Italiani e, senza rivelare informazioni commercialmente sensibili, determinare il CEC sulla base dei prezzi prevalenti in tali contratti.

Dalle informazioni a nostra disposizione la maggior parte delle transazioni di compravendita di gas per utilizzo termoelettrico ha durata annuale, o almeno prevede una rinegoziazione del prezzo su base annuale. Inoltre, non ci risulta siano disponibili informazioni pubbliche affidabili circa i prezzi e, ove rilevante, le formule di aggiornamento dei prezzi previste in tali contratti.

Le formulazioni contrattuali prevalenti nell'approvvigionamento di gas per la produzione termoelettrica in Italia, secondo le informazioni a nostra disposizione, prevedono la fissazione di un valore iniziale del prezzo e di una formula per il suo aggiornamento basata su indici di prezzo di combustibili negoziati su mercati liquidi. Diverse formulazioni contrattuali possono determinare, oltre a differenze nei livelli medi del costo di approvvigionamento, diversi profili temporali del prezzo nel periodo coperto dal contratto.

La disomogeneità delle formulazioni contrattuali – di cui per altro non siamo in condizione di determinare la portata – non appare tuttavia ostacolare l'applicazione di un

metodo come quello in esame, data la durata relativamente breve, tipicamente annuale, del periodo intercorrente tra le rinegoziazioni dei prezzi iniziali. Il regolatore potrebbe infatti utilizzare come base per la determinazione del CEC il costo medio risultante dai contratti osservati, nel periodo intercorrente tra successive rinegoziazioni del prezzo iniziale. Eventualmente tale prezzo medio annuale potrebbe essere profilato su base mensile o stagionale per riflettere l'andamento dei prezzi secondo una delle formule prevalenti nel mercato.

Rispetto al sistema in vigore anteriormente al 2007, come anche rispetto al meccanismo correntemente in uso, la soluzione in esame presenta un limite. Poiché la determinazione del CEC non è basata su un indice del prezzo di mercato liquido, può non essere possibile per un generatore termoelettrico CIP 6/92 alimentato a gas naturale ottenere una perfetta copertura dal rischio che il suo costo di approvvigionamento di gas effettivo risulti ex-post diverso da quello sui cui il CEC è basato.

Va oltre l'ambito di questa ricerca accertare empiricamente la dimensione di tale rischio "non copribile", che dipende direttamente dalla variabilità delle condizioni di approvvigionamento del gas naturale tra i diversi generatori. Ci limitiamo ad osservare che la possibilità per i generatori CIP 6/92 di coprirsi perfettamente contro la variabilità del CEC – ancorché desiderabile – non è una caratteristica necessaria di una metodologia basata sul "costo evitato" prevista dalla legge n. 9/91. Al contrario il requisito che il CEC rifletta condizioni effettive di mercato è un elemento imprescindibile in un sistema basato sul "costo evitato".

Per altro, lo sviluppo del mercato italiano del gas naturale – e in particolare l'istituzione di una borsa per le transazioni spot – è atteso indurre una maggiore liquidità. Ciò dovrebbe contribuire – una volta che tale borsa abbia raggiunto un livello di liquidità soddisfacente -, da un lato, a ridurre la variabilità delle condizioni di approvvigionamento tra i diversi generatori e, dall'altro, a rendere possibile l'individuazione di indici di prezzo pubblici affidabili.

6 Il CIP 6/92 nei numeri

In questo capitolo valutiamo gli effetti e il costo del meccanismo CIP 6/92. Nella sezione 6.1 discutiamo gli effetti del meccanismo CIP 6/92. Nella sezione 6.2 quantifichiamo il costo del meccanismo CIP 6/92 per i consumatori elettrici italiani.

6.1 Effetti del Provvedimento CIP 6/92

Cerchiamo adesso di contestualizzare meglio il Provvedimento CIP 6/92 nel panorama energetico italiano. Anzitutto, la figura 6.1 riporta l'evoluzione del margine di riserva nel settore elettrico Italiano dal 1992 al 2008 e il relativo indice di copertura, calcolato come rapporto fra la potenza lorda installata e la domanda di picco. Come si può facilmente vedere, il margine di riserva (e di conseguenza, l'indice) ha seguito un percorso di crescita dal 1992 al 2000. In valore assoluto, la capacità di generazione del nostro Paese è cresciuta di 14.000 MW, passando da 64.000 MW a 78.000 MW.

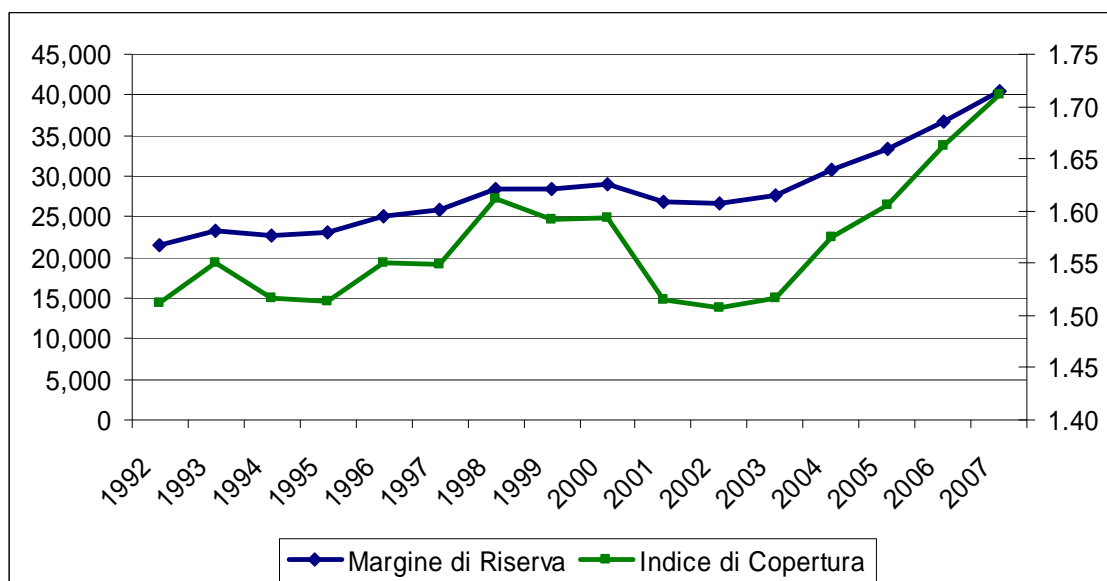


Figura 6.1: Margine di Riserva e indice di copertura

Fonte: Terna. Dati in MW.

Questa crescita è stata realizzata anche grazie alla realizzazione di nuova potenza nell'ambito del meccanismo CIP 6/92, in particolare di impianti di generazione alimentati a gas. Nello stesso periodo, sono stati infatti realizzati più 10.000 MW di capacità di generazione aggiuntiva ammessi al meccanismo CIP 6/92. La maggior parte della nuova

capacità CIP 6/92 è stata costruita nel periodo che va dal 1999 al 2001. Ancora a giugno 1998, infatti, su quasi 15.000 MW autorizzati, nell'ambito del meccanismo, ne erano stati ultimati poco più di un terzo, ovvero 5.700 MW. Al 2001 invece la capacità CIP 6/92 in esercizio aveva raggiunto oltre 10.000 MW. Non tutti i MW autorizzati sono poi effettivamente entrati in funzione.

Per effetto della progressiva conclusione del periodo di convenzione, nel 2008, erano ancora inclusi nel meccanismo CIP 6/92 6.400 MW, di cui 1.900 MW di rinnovabili. Rispetto al 2006, la potenza ammessa dal meccanismo CIP 6/92 si è contratta del 22%. Tale riduzione ha avuto un notevole effetto anche sulla quantità venduta, che si è contratta del 15%.

Ritornando al grafico, possiamo dire che, dopo una crescita quasi decennale spinta anche dal CIP 6/92, il margine è sceso nei primi tre anni del millennio per via della crescita esponenziale dei consumi. Per contro, la ripresa immediata del margine avuta in questi ultimi anni è legata agli effetti della liberalizzazione del settore, che ha spinto molti operatori a investire in nuove centrali.

Vediamo adesso l'impatto del CIP 6/92 sulla promozione delle energie rinnovabili. Ad inizio degli anni '90 l'unica fonte rinnovabile con peso significativo nel parco di generazione italiano era quella idroelettrica, per una potenza di circa 18.000 MW. L'effetto del CIP 6/92 sulla produzione idroelettrica è stato significativo, visto che ha registrato un aumento di capacità per oltre 2.000 MW.

Per quanto le altre fonti rinnovabili, come si evince chiaramente dalla figura 2, l'effetto è stato marginale. Il CIP 6/92 ha infatti portato alla realizzazione di poco meno di 700 MW di potenza, di cui più della metà (390 MW) di geotermia dell'Enel. Si è dovuto dunque attendere l'introduzione del meccanismo dei Certificati Verdi prima e del Conto Energia poi per assistere ad un rapido incremento degli investimenti in altre fonti rinnovabili.

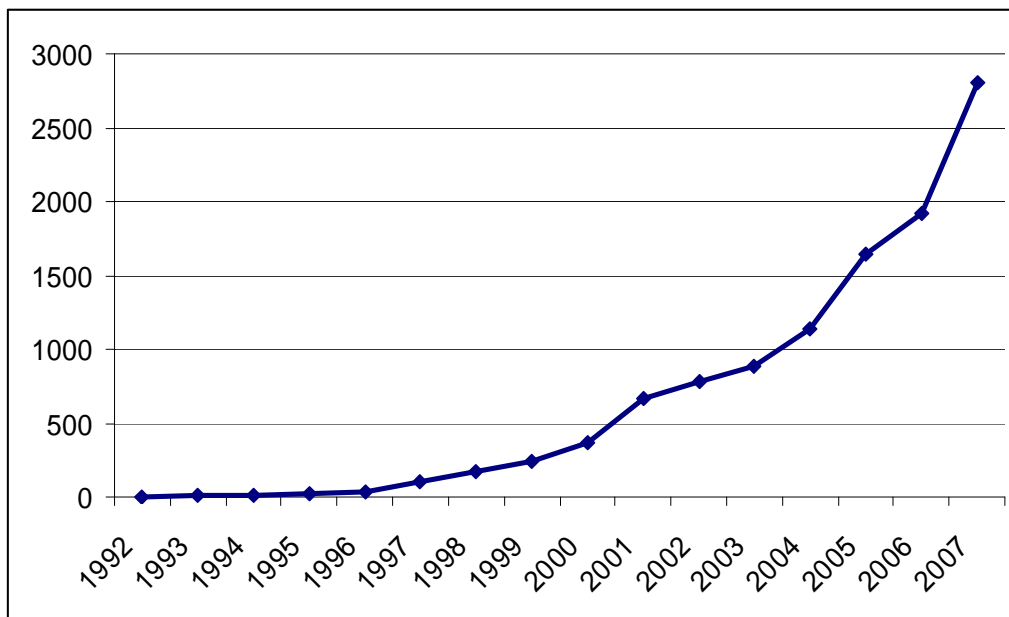


Figura 6.2: Totale Potenza Installata Rinnovabili – Escluso Idroelettrico

Fonte: Terna. Dati in MW.

Il loro mancato sviluppo non appare tuttavia imputabile esclusivamente al meccanismo CIP 6/92, quanto piuttosto all'assenza di un insieme di condizioni di sistema che favorisse l'investimento in capacità di generazione rinnovabile, tra cui ad esempio il mancato sviluppo di tecnologie per la generazione di elettricità da fonti rinnovabili. Non a caso gli investimenti si siano concentrati nell'idroelettrico, una tecnologia ben radicata nel nostro Paese.

Nell'interpretare i dati relativi agli impianti alimentati a fonti rinnovabili vanno inoltre tenute in considerazione le difficoltà che in quegli anni erano connesse con la messa in esercizio di questo tipo di centrali. Innanzi tutto il quadro regolatorio delle condizioni di accesso al sistema – connessioni, misurazione dell'energia, etc - era ancora incerto ed instabile. Inoltre il decentramento alle Regioni di compiti di pianificazione, indirizzo e controllo nel settore energetico era appena stato avviato dalla Legge n. 9/91 ma il quadro normativo era ancora incerto. Inoltre gli enti locali e le Regioni non si erano ancora attrezzate per i far fronte ai nuovi compiti.

Veniamo adesso alla produzione di energia elettrica. La figura seguente mostra l'evoluzione della generazione soggetta a regime CIP 6/92.

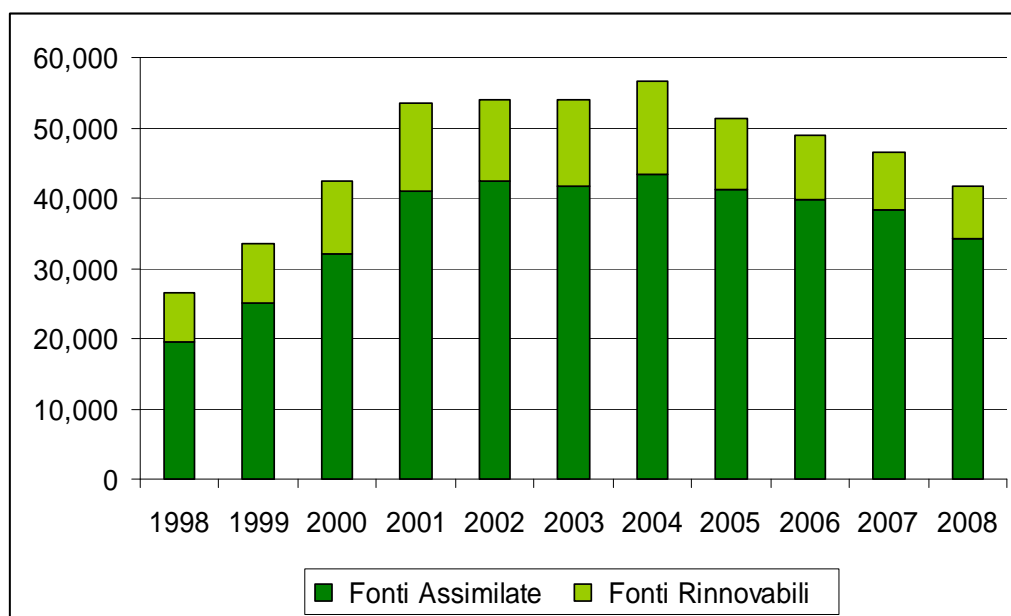


Figura 6.3: Produzione Impianti CIP 6/92. Dati in GWh.

Fonte: GSE e AEEG. Dati in GWh. 1999 e 2000 stime.

Come si evince dal grafico soprastante, il picco di produzione degli impianti CIP 6/92 è stato raggiunto nel quadriennio 2001-2004, coinciso con l'entrata in funzione degli impianti che nel 1998 erano ancora in fase di realizzazione. Nel quadriennio, la produzione è sempre stata sopra i 50 TWh annui, con il picco nel 2004, con quasi 57 TWh. Da un punto di vista percentuale, il peso della produzione CIP 6/92 sul totale dei consumi italiani è cresciuto dal 10% del 1998 al 19% del 2004, per poi ridursi a meno del 14% nel 2008. Analizzando più a fondo il 2008, possiamo dire che l'energia CIP 6/92 ritirata dal GSE è stata pari a 41,7 TWh, circa 5 TWh in meno rispetto al 2007. L'analisi di dettaglio dell'energia assimilata che beneficia dell'incentivazione CIP 6/92 evidenzia come la riduzione complessiva registrata nel 2008, pari a 4 TWh, sia stata determinata in gran parte dalla diminuzione dell'energia elettrica prodotta da impianti nuovi che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi (-2,4 TWh), mentre l'energia generata da impianti esistenti risulta essersi ridotta di circa 0,8 TWh.

La riduzione della produzione CIP 6/92 da fonti rinnovabili registrata nel 2008, pari a circa 0,8 TWh, è invece stata determinata in prevalenza da una diminuzione della generazione da impianti eolici e geotermici (-5,3 TWh) e da quelli a biomasse e a RSU (rifiuti solidi urbani) ed equiparati (-2,8 TWh), mentre l'energia generata da altri impianti è aumentata di 0,08 TWh.

La produzione CIP 6/92 relativa a impianti per la produzione di energia rinnovabile ha rappresentato il 12,8% della generazione complessiva netta da fonti rinnovabili, in diminuzione rispetto al 17% circa del 2007.

Qui di seguito riportiamo le stime di produzione CIP 6/92 attesa fino al 2020, anno di scadenza delle ultime convenzioni. Come si può notare, a partire dal 2011 il declino sarà costante, con una contrazione media annua del 18%.

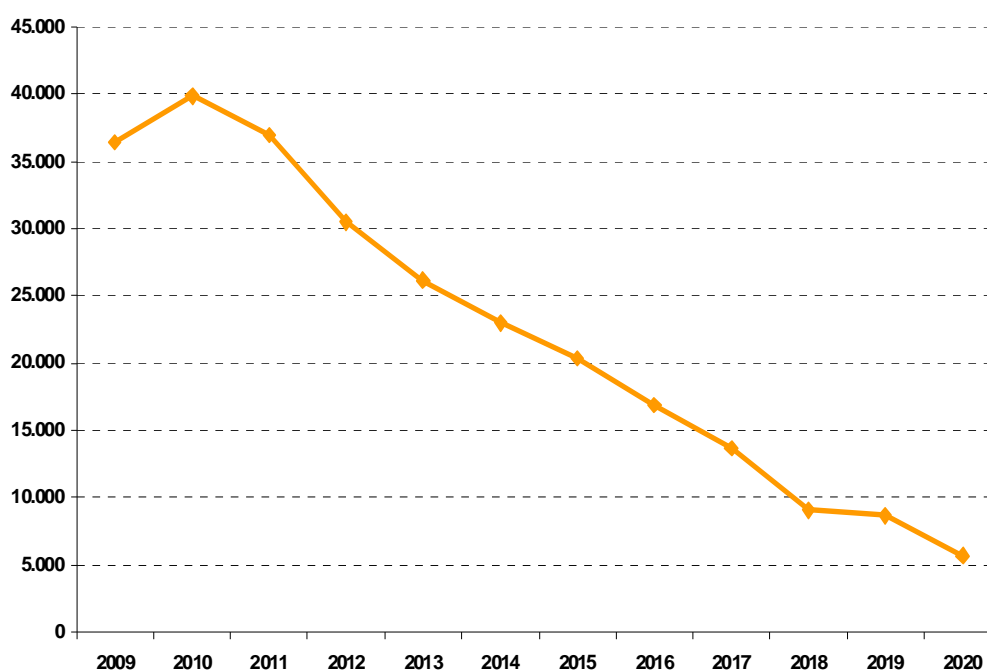


Figura 6.4: Produzione attesa CIP 6/92 2009 - 2020

Fonte: GSE. Dati in GWh.

6.2 Il costo del Provvedimento CIP 6/92

Risulta assai arduo quantificare il costo complessivo del Provvedimento CIP 6/92 e, soprattutto il suo eventuale extraonere rispetto a misure alternative. E questo per due ordini di motivi. Il primo relativo alla scarsità dei dati sui primi anni di implementazione (almeno fino al 2001); il secondo per la difficoltà intrinseca a stimare il costo di misure alternative, sulla base di assunzioni in larga misura arbitrarie.

Per quel che concerne il calcolo del costo complessivo, possiamo dire che questo è dato

dalla sommatoria dei prezzi di cessione riconosciuti a ciascuna delle convenzioni. Per il calcolo del costo totale, bisogna sottolineare come l'assenza di dati pubblici non consenta quantificazione esatta di quelli sostenuti nei primi anni di operatività del meccanismo. Sono invece disponibili i dati sull'evoluzione del costo di ritiro dell'energia prodotta dai soggetti CIP 6/92, dal 2001, ovvero da quando il soggetto obbligato al ritiro di tale energia è il GSE (prima GRTN).

Tabella 6.1: Costi per acquisto di energia ex art. 3, comma 12, D.Lgs. 79/99 per tipologia di fonte

	2001		2002		2003		2004	
	Mn€	€MWh	Mn€	€MWh	Mn€	€MWh	Mn€	€MWh
Assimilate	3.468	84,6	3.380	79,9	3.696	85,3	3.429	82,3
Rinnovabili	1.232	98,2	1.289	110,1	1.740	130,3	1.538	125,8
Totale	4.700	87,8	4.669	86,5	5.436	95,9	4.967	92,1

	2005		2006		2007		2008	
	Mn€	€MWh	Mn€	€MWh	Mn€	€MWh	Mn€	€MWh
Assimilate	4.044	97,9	4.428	111,6	3.750	97,8	3.892	113,5
Rinnovabili	1.722	173,2	1.771	189,7	1.484	179,3	1.481	199,3
Totale	5.766	112,5	6.199	126,4	5.234	112,4	5.373	128,8

Fonte: GSE.

Come mostrato dalla tabella 6.1, il costo medio di ritiro dell'energia CIP 6/92 è andato aumentando nel tempo, passando dagli 87,8 €MWh del 2001 ai 112,4 €MWh del 2008. Questo aumento è guidato prevalentemente dall'incremento del prezzo di cessione delle fonti assimilate, connesso le tensioni sui mercati internazionale dei prodotti petroliferi e del gas naturale. La riduzione dell'energia ammessa al meccanismo CIP 6/92 ha in parte compensato questa dinamica di crescita.

Si noti che il costo sostenuto per l'acquisto dell'energia prodotta da fonti rinnovabili è sensibilmente più elevato di quello per l'acquisto dell'energia prodotta da fonti assimilate. Di più, la forbice è andata aumentando negli anni, raggiungendo il massimo nel 2005, quando il costo unitario delle rinnovabili convenzionate è stato pari quasi al doppio del costo dell'elettricità prodotta con le fonti assimilate. Tuttavia, visto il loro scarso peso complessivo, il prezzo di cessione medio ponderato risulta essere molto più vicino al costo dell'energia elettrica prodotto attraverso le fonti assimilate.

Per quel che concerne il futuro, invece, presentiamo qui di seguito una possibile evoluzione del costo di acquisto che il GSE dovrà sostenere fino al 2020, anno di scadenza del Provvedimento. In modo particolare, le stime dei costi per acquisto di energia CIP 6/92 relativi al periodo 2009 – 2020, sono calcolati con riferimento ai valori definitivi 2008 e suddivisi per tipologia di componente tariffaria (costo evitato di impianto, esercizio, manutenzione e spese generali connesse; costo evitato di combustibile; ulteriore componente incentivante).

Ai fini della rappresentazione dei costi per gli anni successivi al 2008, il GSE ipotizza un incremento annuo costante del 2% per le componenti tariffarie: costo evitato di impianto (CEI) e ulteriore componente (INC) che vengono aggiornate secondo la variazione dell'indice ISTAT dei prezzi al consumo. Per il costo evitato di combustibile (CEC), il cui aggiornamento è funzione dell'andamento del costo del gas, invece, il calcolo è effettuato ipotizzando per l'anno 2009 un valore di riferimento pari a 61,9 €/MWh e per gli anni successivi, un incremento annuo pari al tasso d'inflazione, ipotizzato costante al 2%.

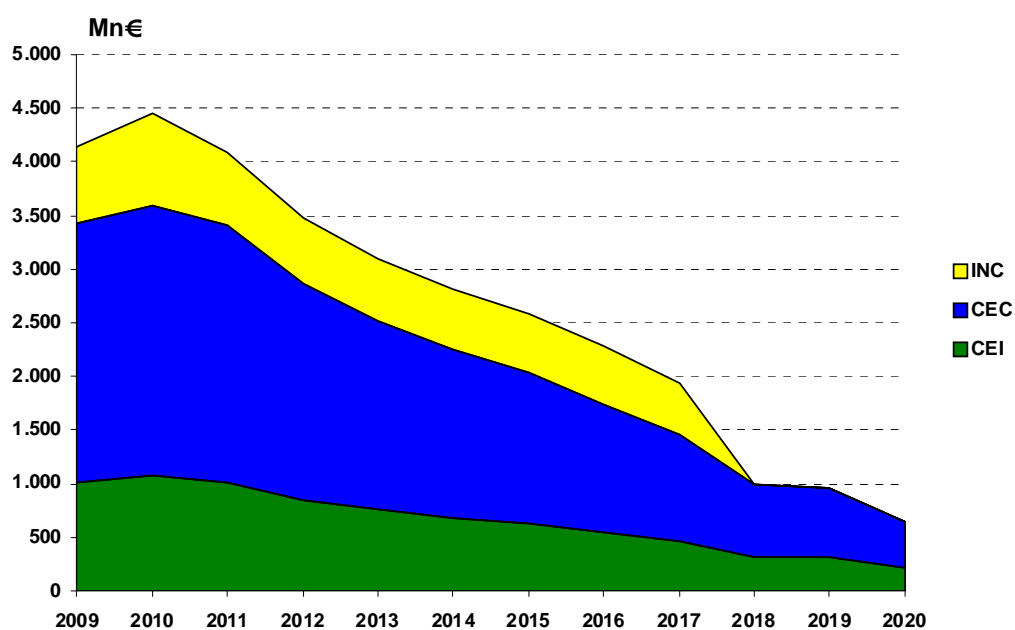


Figura 6.5: Proiezione costi acquisto energia CIP 6/92 2009 – 2020
Fonte: GSE

Il costo di acquisto dell'energia CIP 6/92 negli otto anni 2001-2008 è stato di 36

miliardi di euro. Il GSE stima che il costo di acquisto per il restante periodo 2009-2020 si potrà assestare attorno ai 30 miliardi di euro. Per un totale di 66 miliardi di euro per il ventennio in questione. Per una stima complessiva del costo di acquisto a questi andrebbe aggiunta una cifra difficilmente quantificabile, relativa al primo periodo di operatività del meccanismo, dal 1992 al 2000.

La copertura di questo onere è stata garantita in parte attraverso la vendita di energia ad un prezzo determinato annualmente per decreto; per la restante parte attraverso la componente tariffaria A3 della bolletta, che sarà analizzata in seguito.

A questo punto proviamo a fare alcuni ragionamenti sull'extraonere. Come già anticipato, l'idea è che questo sia il costo addizionale rispetto a quello di una misura alternativa o, alternativamente, rispetto al costo di approvvigionamento sul mercato. Escludendo la prima ipotesi per i motivi addotti più sopra, non resta che confrontare l'onere aggiuntivo sostenuto dai consumatori Italiani per l'acquisto dell'energia CIP6/92, rispetto al prezzo di mercato dell'energia elettrica.

Bisogna dunque identificare il valore di riferimento con cui confrontare il prezzo di cessione riconosciuto agli impianti CIP 6/92. Tale valore non può sicuramente essere il ricavo unitario ottenuto dalla cessione ai clienti finali dell'energia elettrica CIP 6/92, che, come già anticipato, è sempre stato determinato per via amministrativa³², tenendo conto anche di obiettivi redistributivi. Solo in alcuni anni la vendita dell'energia convenzionata è avvenuta a condizioni di mercato, ma anche in quel caso le aste non sono state disegnate in modo da massimizzarne la valorizzazione.

L'energia elettrica CIP 6/92 è stata sempre venduta a prezzi volutamente inferiori al prezzo di mercato, con finalità (che qui non commentiamo) di promozione della concorrenza. Il perseguimento di questo obiettivo, che nulla ha a che fare con il CIP6/92, ha comportato un'amplificazione artificiosa della differenza tra ricavi da cessione e costi di approvvigionamento dell'energia CIP 6/92, aumentando l'onere complessivo da recuperare attraverso la componente A3.

Pertanto, nella nostra valutazione non consideriamo come "extra-onere" la differenza tra il costo di acquisto e il ricavo da cessione al mercato dell'energia elettrica CIP6/92, bensì la

³² Per una descrizione dettagliata delle modalità di cessione al mercato dell'energia elettrica CIP 6/92 si veda la Relazione Annuale del GSA spa.

differenza tra il costo d'acquisto e la valorizzazione al prezzo di borsa dell'energia. In particolare faremo riferimento al prezzo zonale registrato nella borsa elettrica³³. La quantificazione può tuttavia essere eseguita solo dal 2006, cioè da quando, in un'ottica di maggior efficienza del sistema, il GSE è stato obbligato a vendere in borsa l'energia CIP 6/92 ritirata (D.M. 5 dicembre 2005). Lo schema per l'assegnazione dell'energia CIP 6/92 risulta essere il seguente:

- l'energia CIP 6/92 ritirata dal GSE è offerta nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica;
- la capacità assegnabile per ogni anno è definita dal GSE in funzione dell'energia totale che si prevede di acquisire sulla base dei contratti in essere con i produttori e su base statistica prudenziale per la produzione da fonti non programmabili;
- la capacità è assegnata per il 40% all'Acquirente Unico per la fornitura al mercato vincolato e per il 60% ai clienti idonei del mercato libero;
- il prezzo di assegnazione dell'energia CIP 6/92 è fissato per decreto e aggiornato su base mensile;
- l'assegnatario stipula con il GSE un contratto per differenza e si impegna ad approvvigionarsi nel mercato dell'energia per quantitativi non inferiori alla quota di energia oraria assegnata;
- se il prezzo che si forma nel mercato è superiore [inferiore] al prezzo di assegnazione l'assegnatario riceve dal [riconosce al] GSE il differenziale di prezzo per la quantità di energia assegnata. Vediamo adesso i risultati dei primi tre anni del meccanismo.

Tabella 6.2: Extraonere

	2006		2007		2008	
	€/MWh	Mln €	€/MWh	Mln €	€/MWh	Mln €
A Costo acquisto CIP 6/92	126,4	6.199	112,4	5.234	128,8	5.373
B Prezzo Borsa	75,6	3.707	71,0	3.307	87,0	3.628
C Ricavi Vendita	55,5	2.721	60,7	2.835	73,9	3.082
Onere A3 (A-C)	70,9	3.478	51,7	2.399	54,9	2.291
<i>Di cui Extraonere (A-B)</i>	50,8	2.492	41,4	1.927	41,8	1.745

Fonte: Elaborazione su dati GSE

Come si evince dalla tabella, negli ultimi anni il costo di acquisto dell'energia incentivata è stato di molto superiore al prezzo di borsa. Allo stesso tempo, i ricavi della vendita

³³ Ad aprile del 2004 è diventato operativo il mercato organizzato della compravendita di energia elettrica gestito

determinati per decreto sono stati di molto inferiori al prezzo di borsa. L'extraonere dovuto al CIP 6/92 nel triennio è risultato dunque pari a oltre 6 miliardi di euro, a seguito della forbice fra il prezzo di acquisto dell'energia convenzionata e il prezzo di borsa; per contro, il gettito complessivo della componente A3, necessario a coprire tutti gli oneri, è stato pari a 8,16 miliardi di euro. Questi ulteriori 2 miliardi sono spiegati dalla differenza fra il prezzo di borsa e il prezzo di vendita stabilito per decreto con l'obiettivo di promuovere la concorrenza nell'attività di commercializzazione all'ingrosso. Il peso di questa scelta politica, del tutto scollegata dal provvedimento CIP6/92, incide per oltre il 25% sull'onere totale posto in capo ai consumatori.

Come abbiamo argomentato la parte della componente A3 correntemente attribuita alle partite CIP6/92 non rappresenta una misura corretta dell'extraonere che il meccanismo CIP 6/92 pone in capo ai consumatori, visto che essa riflette anche il costo (significativo) di una politica estranea al CIP6. Anche meno appropriata sarebbe una quantificazione basata sul valore complessivo della componente A3, in quanto essa è stata utilizzata nel tempo per la copertura di svariati altri oneri, completamente indipendenti dal provvedimento CIP 6/92 e, in alcuni casi, anche dal sostegno alle fonti rinnovabili. Infatti, se nel 1998, anno di partenza del fondo oneri rinnovabili, i costi CIP 6/92 rappresentavano il 100% della componente A3, oggi, la parte del gettito destinata finanziare gli impianti CIP 6/92 rappresenta meno del 70% del totale.

Per completezza, presentiamo l'evoluzione, prevista dal GSE, dell'onere totale del meccanismo CIP 6/92 da coprire con la componente A3, ipotizzando che nel periodo considerato il ricavo medio unitario per la vendita al mercato dell'energia CIP 6/92 (stimato pari a 77,48 €/MWh per il 2009) segua gli stessi scenari di evoluzione del costo evitato di combustibile.

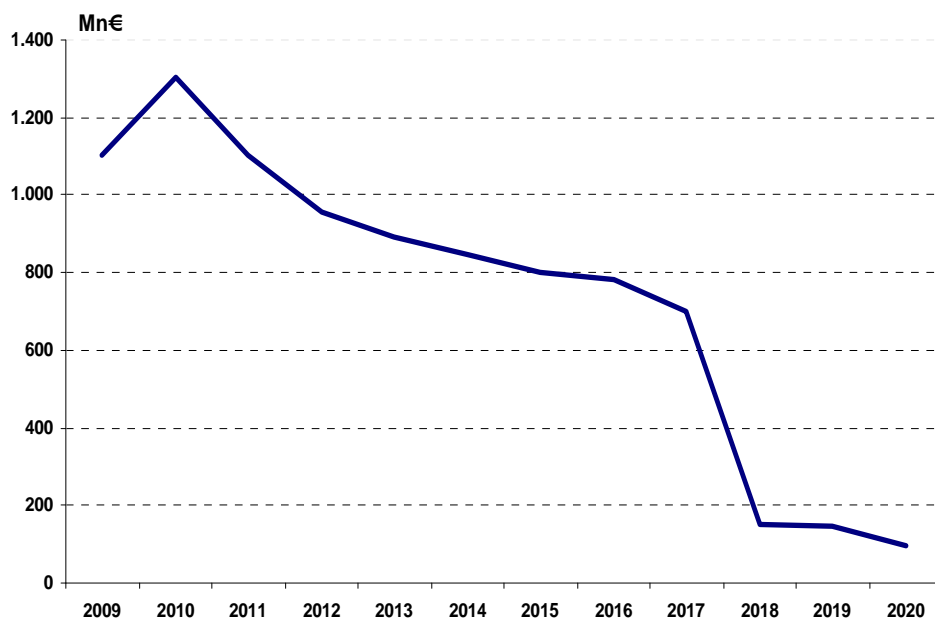


Figura 6.6: Proiezione fabbisogno A3 2009 - 2020
Fonte: GSE.

L'evoluzione del fabbisogno di A3, mostrato in figura, riflette l'andamento decrescente del volume di energia CIP 6/92, legato alla scadenza delle convenzioni, così come la progressiva riduzione del costo medio unitario di acquisto per effetto della scadenza del periodo incentivante nelle convenzioni con durata eccedente i primi otto anni di esercizio.

7 Conclusioni

Obiettivo principale del meccanismo CIP 6/92 era lo sviluppo di nuova capacità produttiva efficiente per assicurare adeguati margini di riserva al sistema e la contestuale apertura della generazione di energia elettrica ad investitori privati. La modifica del quadro normativo ha inoltre aperto ai numerosi proprietari di piccoli impianti, prevalentemente idroelettrici, la possibilità di effettuare nuovi investimenti, avviando una vera e propria attività imprenditoriale nel settore elettrico.

Dopo le analisi svolte – elaborate nell’ovvia assenza di uno scenario controfattuale particolarmente robusto, cioè dall’impossibilità di determinare cosa sarebbe successo, in termini di evoluzione della capacità installata, in assenza del CIP 6/92 – possiamo concludere che il Provvedimento CIP 6/92 ha effettivamente avuto un impatto sul sistema elettrico italiano in termini di aumento della capacità di generazione: più dei due terzi della nuova capacità installata in Italia, nel periodo 1992 - 2000 sono stati realizzati sotto il cappello del Provvedimento CIP 6/92.

Per quel che concerne le fonti rinnovabili, invece, si può dire che il Provvedimento ha funzionato come incentivo principalmente per l’idroelettrico, mentre non ha avuto un grande impatto sulla promozione delle altre fonti. Il loro mancato sviluppo non appare tuttavia imputabile esclusivamente al meccanismo CIP 6/92, quanto piuttosto all’assenza di un insieme di condizioni di sistema che favorissero l’investimento in capacità di generazione rinnovabile, tra cui ad esempio il mancato sviluppo di tecnologie per la generazione di elettricità da fonti rinnovabili.

Vi sono tuttavia segnali che per la realizzazione di questa nuova capacità produttiva si sia speso più di quanto si sarebbe potuto. Questo maggior onere è derivato principalmente dalle modalità con cui il meccanismo di ritiro obbligato a valori di mercato è stato attuato. Un meccanismo più flessibile e meno ancorato a quantificazioni dei parametri di prezzo da parte delle istituzioni pubbliche avrebbe potuto evitare alcuni errori della fase attuativa e consentire un contenimento dei costi. Uno spunto di riflessione importante per chi sta oggi disegnando sistemi di remunerazione per la generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili che deriva dall’esperienza CIP 6/92 è l’importanza di definire *ex-ante* delle regole di aggiustamento del meccanismo che consentano di seguire l’evoluzione delle tecnologie e dei mercati.

Quasi per compensare possibili distorsioni nella quantificazione dei prezzi di cessione

da riconoscere ai produttori CIP 6/92 si sono realizzati nel tempo degli interventi regolatori che hanno tuttavia comportato un allontanamento dalla logica del costo evitato. Ci riferiamo in particolare alla metodologia di quantificazione del Costo Evitato di Combustibile. Questo ha introdotto degli elementi di inconsistenza temporale nella regolazione che rischia di minarne la credibilità. Cosa accadrebbe, ad esempio, se tra 5 anni il prezzo dell'energia elettrica crollasse o si scoprisse che è stato riconosciuto più del necessario a chi sta investendo ora in pannelli? E come si può convincere chi investe ora che ciò non avverrà?