

# UN PRIMO BILANCIO DELLA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO ELETTRICO: FATTORI CRITICI PER LO SVILUPPO DELL'OFFERTA DI ENERGIA ELETTRICA

Dott.ssa Teresa Barbera, Dott. Giuseppe Mastropieri

Università degli Studi di Bologna, Associazione Terzo Millennio

## SOMMARIO

Nonostante l'autorizzazione di circa 20.000 MW dal 2002 ad oggi persistono fattori di criticità nello sviluppo della concorrenza nell'offerta di energia elettrica e nella sicurezza del sistema elettrico. Le difficoltà nella bancabilità dei progetti, l'esplosione del contenzioso amministrativo, la conflittualità tra i livelli di governo centrale e periferici, le incertezze normative e le strozzature della Rete di Trasmissione Nazionale ostacolano l'entrata in esercizio di nuova capacità produttiva.

Lo scenario evolutivo evidenzia una forte distorsione della competizione tra gli operatori e la persistenza di elevate barriere all'entrata nel settore: ne risulta una persistenza nel lungo periodo di prezzi sensibilmente più elevati rispetto a quelli imputabili alle dinamiche dei prezzi dei combustibili.

La scarsità dell'offerta di energia elettrica è appesantita dal ritardo nello stato di avanzamento del processo di ambientalizzazione e riconversione del parco termoelettrico.

## 1. INTRODUZIONE

I bassi livelli di concorrenza oggi riscontrabili nel settore elettrico sono non tanto da ricondurre in maniera generica alla quota di mercato occupata dall'Enel, bensì più specificatamente nella distribuzione delle diverse tipologie di impianto in dotazione ai diversi operatori.

La copertura della domanda di punta è di fatto esclusivamente soddisfatta dalle centrali Enel (turbogas di punta e impianti idroelettrici a bacino e a serbatoio).

Tali condizioni associate alla scarsità della potenza elettrica disponibile contribuiscono a determinare prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso superiori a quelli imputabili alla sola dinamica dei prezzi delle fonti energetiche primarie.

Accanto a queste condizioni è assolutamente determinante l'impatto del fattore tempo – nelle molteplici valenze che vengono di seguito rappresentate – sugli esiti della liberalizzazione.

Le criticità nello sviluppo dell'offerta di energia elettrica e della concorrenza nel settore determinano uno scenario in cui i prezzi dell'energia si manterranno alti nel lungo periodo, a prescindere dalle dinamiche dei prezzi delle fonti energetiche primarie e dei sistemi di *pricing* adottati.

L'analisi viene condotta sulla scorta delle elaborazioni di un database management system per il monitoraggio dei processi di autorizzazione, realizzazione ed esercizio delle centrali termoelettriche alimentate da fonti convenzionali di potenza termica superiore a 300 MW. Vengono rappresentate i dati aggiornati al 15 novembre 2004 dei progetti presentati e autorizzati dal Ministero delle Attività produttive dal 2002 ad oggi. È bene rilevare che i risultati proposti possono considerarsi estremamente attendibili e aggiornati in quanto, a causa dell'approssimarsi delle elezioni regionali, dall'autunno 2004 risultano praticamente congelate tutte le istruttorie in

corso.

## 2. IL RITARDO NELL'AMMODERNAMENTO DEL PARCO TERMOELETTRICO: LA CONVERGENZA TECNOLOGICA SULLE CENTRALI TURBOGAS A CICLO COMBINATO

L'avvio della liberalizzazione del settore elettrico ha segnato la definitiva affermazione delle centrali turbogas a ciclo combinato (TG CC). L'opportunità di conseguire da un lato un netto incremento dell'efficienza di conversione dell'energia del parco termoelettrico e dall'altro un miglioramento sul piano delle emissioni inquinanti in atmosfera, è stata in parte vanificata dalle tempistiche e dalle modalità con cui si è attuata la transizione dal regime monopolistico pubblico verticalmente integrato al nuovo modello organizzativo del sistema elettrico.

La caduta degli investimenti dell'Enel negli anni '90 – sia nella generazione che nella trasmissione – avrebbe dovuto costituire un inconfondibile campanello d'allarme per predisporre, parallelamente al processo di liberalizzazione, adeguati sistemi d'incentivo alla realizzazione di nuova capacità produttiva. Secondo una responsabile visione del settore elettrico italiano in un contesto liberalizzato si sarebbe dovuto dapprima attivare l'iniziativa privata attraverso sistemi compatibili con il libero mercato e solo successivamente provvedere alla cessione – graduale e scaglionata nel medio-lungo periodo – di parte della capacità produttiva dell'Enel.

Definendo per gli operatori privati, accanto agli obblighi di servizio pubblico, le condizioni di accesso al settore della generazione elettrica attraverso impegni pluriennali all'installazione di nuova potenza elettrica, si sarebbero determinate le condizioni per:

- a) Il rapido sviluppo dell'offerta di energia elettrica tale

da determinare condizioni di effettiva concorrenza almeno dell'offerta *mid-merit*;

- b) L'effettiva selezione degli operatori *new comer* in funzione dell'adeguatezza degli *asset* finanziari, tecnologici e gestionali compatibili con l'intrapresa di progetti d'investimento nell'industria elettrica;
- c) L'attuazione di un efficiente e rapido processo di riconversione dell'obsoleto parco termoelettrico esistente.

Il vero *black out* del sistema elettrico italiano si è verificato nel triennio 1999-2001. In questa fase si è verificata un'assoluta paralisi realizzativa che ha compromesso l'efficiente sviluppo del sistema elettrico ed in parte l'esito della liberalizzazione stessa. Concorre a tale esito la latitanza dei capitali privati nazionali che ha di fatto aperto la strada all'entrata nel settore elettrico dei più risoluti e decisi gruppi elettrici europei, spesso in *partnership* con le ex municipalizzate

Sul piano industriale è inconfutabile la scelta, da parte degli operatori privati, della tecnologia TG CC per la realizzazione di nuova capacità produttiva.

La totalità dei 106 progetti di nuove centrali presentati dal 2002 ad oggi (Fig. 1) riguardano centrali termoelettriche TG CC. Inoltre, la più parte dei progetti di riconversione e ripotenziamento presentati concerne la trasformazione a ciclo combinato di una o più sezioni del *lay-out* dell'impianto termoelettrico.

Tale convergenza tecnologica è spiegabile in ragione della convenienza sul piano finanziario dei progetti d'investimento in centrali TG CC: l'investimento unitario per la realizzazione di una nuova centrale TG CC è stimabile in 520.000 €/MW<sub>e</sub>. Le centrali TG CC risultano vincenti anche per la maggiore flessibilità delle configurazioni di esercizio e del *siting* dell'isola produttiva.

### 3. TURBOGAS A CICLO COMBINATO: ECONOMIE DI SCALA E DOM DEGLI IMPIANTI

Oltre agli alti rendimenti di conversione ( $\eta \cong 0,55 \div 0,56$  per centrali *green field*), la tecnologia TG CC ha consentito una significativa riduzione delle economie di scala degli impianti per la generazione elettrica soprattutto se raffrontate alle alte concentrazioni di potenza realizzate con gli impianti a vapore di prima e seconda generazione dell'Enel.

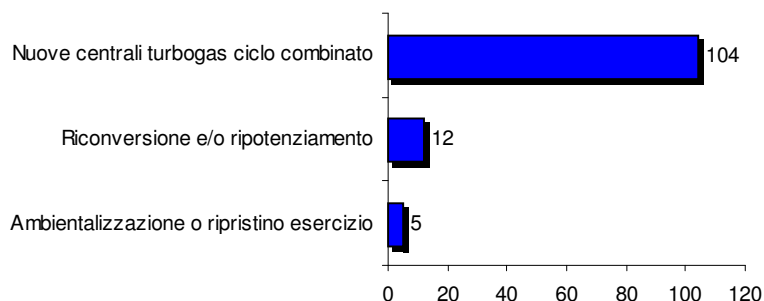
Limitando l'analisi alla sola isola produttiva, risulterebbero convenienti impianti composti da una sezione TG CC di taglia di ca. 380 MW<sub>e</sub> costituiti da un gruppo turbogas da 250 MW<sub>e</sub> e da una turbina a vapore da 130 MW<sub>e</sub> (Fig. 2).

Considerazioni relative alla difficoltà circa la disponibilità di siti per la localizzazione degli impianti inducono gli operatori a cogliere l'opportunità di installare 2 o più sezioni TG CC in parallelo nella medesima isola produttiva.

A seconda della localizzazione dell'impianto, possono sussistere importanti economie di scala che spostano la DOM a ca. 800 MW<sub>e</sub>: centrali TG CC con 2 sezioni da 400 MW<sub>e</sub> minimizzano i costi d'investimento nelle opere connesse a parità di potenza installata rispetto alle centrali da 400 MW<sub>e</sub>. La potenza elettrica di 400 MW<sub>e</sub> è difficilmente riversabile nella rete a 220 kV: si deve così progettare l'allacciamento alla

meno capillare rete a 380 kV. I costi dell'elettrodotto e del metanodotto – trattandosi di opere a sviluppo lineare – sono

**Progetti presentati al Ministero delle attività produttive dal 2002**

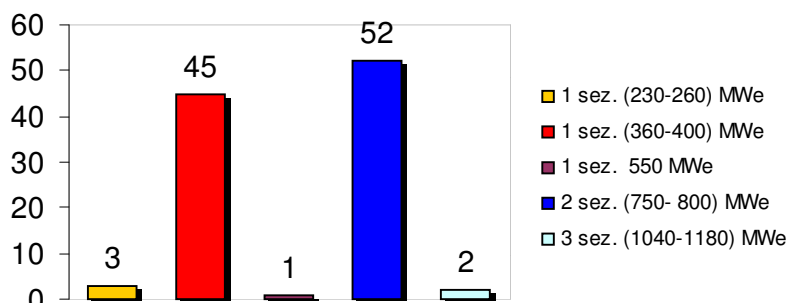


**Fig. 1.** Progetti concernenti centrali termoelettriche nuove o esistenti di potenza termica superiore a 300 MW presentati ai sensi del decreto legge 7/02 (decreto sblocca-centrali convertito nella legge 55/02). La statistica comprende i progetti presentati dal 1999 e autorizzati ai sensi del D.P.R. 53/98 secondo le procedure previste dal D.P.C.M. 27/12/88.

per lo più funzione della distanza dell'isola produttiva dalla dorsale RTN e dalla rete gas.

A favore delle centrali da 800 MW<sub>e</sub> esistono significative economie di scala rispetto ai servizi generali d'impianto (stazione decompressione gas naturale, sistemi antincendio etc.) e alla stazione elettrica per consentire l'allacciamento alla RTN. Inoltre il *project management* della costruzione delle centrali rende ancor più conveniente il piano d'investimento facendo in modo che l'entrata in esercizio della prima sezione finanzia la costruzione della seconda.

**Distribuzione della taglia dei progetti di centrali TG CC presentati al Ministero delle attività produttive dal 2002**



**Fig. 2.** Rappresentazione per numero di sezioni e taglia degli impianti dei progetti di nuove centrali termoelettriche – concernenti per la totalità impianti turbogas a ciclo combinato – di potenza termica superiore a 300 MW presentati dall'entrata in vigore del decreto sblocca-centrali. Sono inclusi anche i progetti di nuove installazioni presentati dal 1999 e approvati ai sensi della normativa previgente.

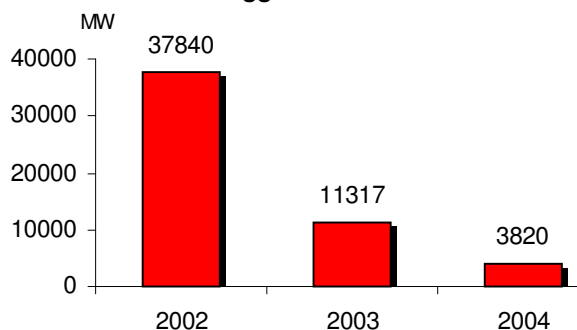
Dalla Fig. 2 si rilevano timidi segnali volti alla ulteriore riduzione della DOM degli impianti: si tratta di progetti di centrali TG CC ad alta efficienza dimensionate sul fabbisogno

di energia termica cogenerata trasmessa alle utenze civili ed industriali attraverso reti di teleriscaldamento. È da notare, tuttavia, come ad una spinta alla riduzione della taglia degli impianti (3 progetti di centrali TG CC da ca. 230 MW<sub>e</sub> con gruppo turbogas da 150 MW<sub>e</sub> e turbina a vapore a valle da 80 MW<sub>e</sub>) vi sia, per contro, la presenza di un progetto di una centrale che prevede l'installazione di una sezione TG CC da 550 MW<sub>e</sub> (P<sub>TG</sub> = 370 MW<sub>e</sub>, P<sub>TV</sub> = 180 MW<sub>e</sub>) di turbine General Electric che entreranno in commercio nel 2007.

Sono stati presentati e autorizzati solo 2 progetti di centrali TG CC da 3 sezioni: tra 2 e 3 sezioni vi è un notevole salto all'insù nell'investimento dovuto ai costi delle opere connesse per le quali si richiede il raddoppio delle linee per la connessione alla RTN, nonché delle condotte per l'allacciamento alla rete gas. Tale ostacolo può essere bypassabile nel caso in cui il progetto preveda l'ubicazione dell'isola produttiva in prossimità della RTN, piuttosto che della rete gas ovvero di un terminale di rigassificazione del GNL.

Esiste infine un vincolo rappresentato dall'efficienza degli aerotermini per la condensazione del fluido operatore: il ciclo termico delle centrali da 1200 MW<sub>e</sub> necessita di elevate portate d'acqua per scambiatori di calore ad acqua, ovvero, in alternativa, di elevate disponibilità di superfici di terreni per condensatori ad aria (aerotermini o torri di raffreddamento).

**Potenza elettrica richiesta ai sensi della legge 55/02**



**Fig. 3.** Potenza elettrica richiesta derivante dai progetti concernenti nuove centrali e incrementi/decrementi di potenza elettrica derivanti da progetti di riconversione o ripotenziamento di impianti esistenti per la produzione di energia elettrica. Il riferimento è alle richieste di centrali di potenza termica superiore a 300 MW alimentati da fonti convenzionali ai sensi del decreto legge 7/02 (convertito nella l. 55/02).

Nonostante la significativa riduzione della taglia degli impianti, il sistema elettrico risulta ben lungi dal conseguimento degli obiettivi di riequilibrio territoriale nella distribuzione degli impianti: la più parte delle centrali in costruzione è collocata a Nord-Ovest e a Sud-Est del Paese amplificando le strozzature della rete. Anche il miglioramento delle prestazioni dei TG CC sul piano dell'impatto ambientale (impatto delle opere connesse e delle strutture dell'isola produttiva, emissioni inquinanti in atmosfera) non ha portato apprezzabili benefici rispetto all'accettabilità sociale delle centrali elettriche: la percezione del rischio da parte delle comunità e degli enti locali è tale da osteggiare sistematicamente ogni progetto di nuova centrale che viene avanzato dagli operatori.

#### 4. LA PREVISIONE DELL'ENTRATA IN ESERCIZIO DI NUOVA CAPACITÀ PRODUTTIVA

I trend di crescita della domanda alla punta stanno mostrando una dinamica in linea crescita della dei consumi energetici. Nel 2002 la punta di domanda invernale è stata pari a 52.590 MW, nel 2003 a 53.400 MW e nel 2004 a 53.600 MW. La punta di domanda estiva ha subito una dinamica di crescita decisamente più sostenuta che ha fatto registrare nel 2003 i valori record di 53.107 MW e nel 2004 di 53.500 MW.

Per converso, si è assistito alla progressiva riduzione del margine di potenza disponibile pari al 5,6% nel 2001, al 5,1% nel 2002 e al 4,5% nel 2003. Tale riduzione è dovuta alla crescita dei consumi, al processo di ambientalizzazione e *repowering* del parco produttivo ancora in corso, al ritardo dell'entrata in esercizio di nuova capacità produttiva.

Risulta così critica la sicurezza del sistema in considerazione della riduzione del margine di sicurezza per gestire le eventuali indisponibilità non prevedibili, gli errori nella stima del fabbisogno, ma anche la riduzione dell'affidabilità della potenza disponibile dalle importazioni.

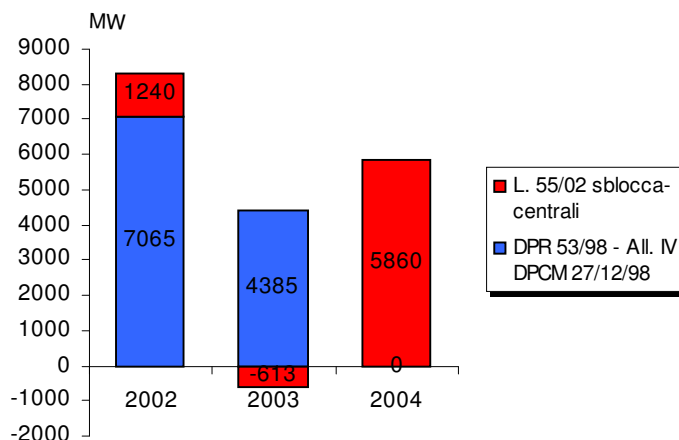
Nonostante l'intenzione all'entrata nel settore di diversi operatori, dal 1999 al 2001 non viene autorizzata pressoché nessuno dei progetti di centrali presentate a valle del decreto Bersani 79/99.

Con il decreto sblocca-centrali viene dato un forte impulso all'entrata nel settore elettrico di nuovi operatori: vengono rimosse le consistenti barriere all'entrata di carattere amministrativo (Fig. 3).

Dal 2002 si procede con decisione all'autorizzazione di nuove centrali nonché all'approvazione di progetti di riconversione e ripotenziamento delle centrali esistenti – Enel ed ex Genco – anche attraverso la rinegoziazione e la revisione dei progetti di ambientalizzazione (Fig. 4).

La previsione dell'entrata in esercizio della nuova capacità produttiva configura uno scenario che presenta profili di

**Potenza elettrica autorizzata dal Ministero delle attività produttive**



**Fig. 4.** Potenza elettrica autorizzata dal 2002 al 2004 concernente nuove centrali ovvero riconversioni e ripotenziamenti di impianti esistenti alimentati da fonti convenzionali di potenza termica superiore a 300 MW. Vengono differenziate le autorizzazioni rilasciate ai sensi della legge 55/02 rispetto a quelle concesse ai sensi della normativa previgente.

criticità sul fronte dell'offerta di energia elettrica (Fig. 5). La consistenza dei progetti di centrali autorizzate e non ancora in cantiere, l'apertura solo formale – e non sostanziale – di numerosi cantieri, i ritardi accumulati dovuti all'esplosione delle contestazioni delle comunità locali, i vincoli della RTN al dispacciamento della potenza da installare contribuiscono a determinare uno scenario in cui il margine di potenza disponibile resterà su bassi valori anche nel lungo periodo. L'effettiva potenza disponibile nei prossimi anni risulta inoltre sovrastimata in quanto non tiene conto del ritardo nella realizzazione dei progetti di riconversione e dei programmi di ambientalizzazione delle centrali esistenti. All'inerzia nell'ammodernamento del parco produttivo concorrono sia gli indirizzi governativi per garantire la sicurezza del sistema, sia le strategie degli operatori tese ad incrementare i *cash flow* nel breve periodo, approfittando delle rendite di posizione, degli alti prezzi all'ingrosso e differendo nel tempo l'attuazione di ingenti investimenti.

#### 4.1. I *bottle-neck* della RTN: «chi prima arriva, meglio alloggia»

Le sempre più stringenti strozzature della RTN, assolutamente inadeguata a supportare lo sviluppo dell'offerta di energia elettrica in un mercato liberalizzato, determinano pesanti effetti di distorsione della concorrenza tra gli operatori del settore.

Ad esempio, il ritardo infrastrutturale nella realizzazione delle linee Matera-Santa Sofia e Rizziconi-Laino impedisce il dispacciamento della potenza delle centrali elettriche in costruzione, rispettivamente: dei 1.170 MW della centrale Enipower di Brindisi e dei 2.400 MW delle 5 centrali autorizzate in Calabria.

I vincoli della RTN oltre ad aprire la strada a prezzi zionali – o nodali – dell'energia elettrica, consentono strategie di

*gaming* fortemente distorsive della competizione tra gli operatori.

L'impatto più deleterio per lo sviluppo del mercato è, però, l'aver sancito la regola del «chi primo arriva meglio alloggia». In altre parole i *bottle-neck* della rete costituiscono una formidabile barriera all'entrata nel settore che consente l'ingresso di nuova capacità produttiva sino al limite di saturazione della RTN, e non oltre.

Accanto alla criticità dei livelli di sicurezza e affidabilità del sistema, appare altrettanto preoccupante l'impatto negativo sui prezzi dell'energia.

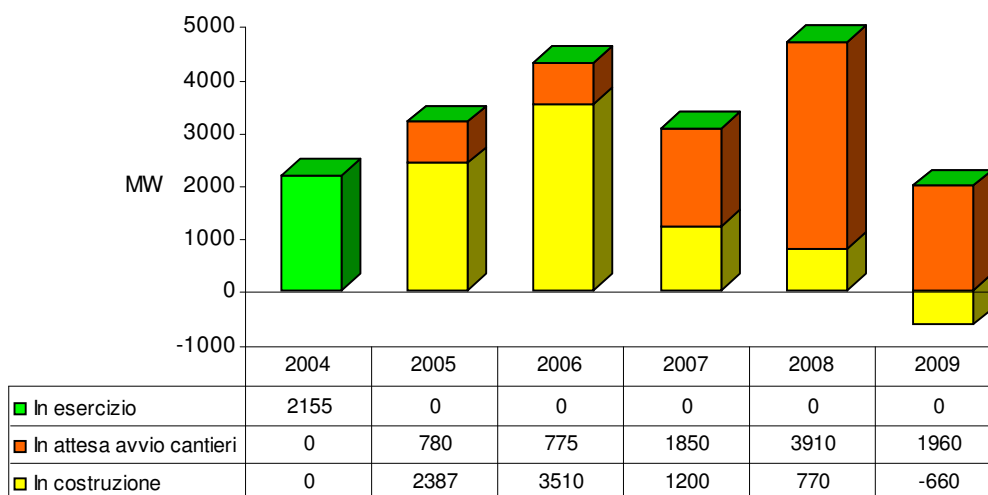
#### 4.2. I *lead time* per le autorizzazioni delle centrali termoelettriche

I tempi di autorizzazione delle centrali ai sensi della normativa previgente all'introduzione dell'autorizzazione unica con il decreto sblocca-centrali, hanno rappresentato una barriera all'entrata nel settore della produzione di energia elettrica.

Il *lead time* medio per il conseguimento dell'autorizzazione ai sensi del D.P.C.M. del 27/12/88 per le centrali presentate all'indomani della liberalizzazione del settore elettrico è stato di 795 giorni. A valle dell'autorizzazione da parte dei ministeri dell'Ambiente e dell'Industria, il proponente doveva inoltre ottenere concessioni edilizie e autorizzazioni da parte degli enti locali prima di poter finalmente iniziare a costruire l'impianto.

Il *lead time* dell'istruttoria autorizzativa previsto dal decreto sblocca-centrali è di 180 giorni prorogabile di ulteriori 90 giorni. Essendo tali termini di carattere ordinatorio – e non perentorio – ad oggi il *lead time* medio delle autorizzazioni rilasciate ai sensi della legge 55/02 è di 536 giorni per i progetti di nuove centrali e di riconversione di centrali esistenti con modifica del *lay-out* dell'impianto.

### Previsione entrata in esercizio centrali autorizzate dal Ministero delle attività produttive



**Fig. 5.** Previsione dell'entrata in esercizio della capacità produttiva autorizzata dal 2002 al 2004. Il modello alla base dell'elaborazione ha come input, secondo opportune assunzioni cautelative per ponderare la consistenza e la qualità delle informazioni, le prescrizioni dei DM di autorizzazione e i feed-back informativi degli esercenti sullo stato di avanzamento dei lavori delle centrali autorizzate. Al fine di elevare il grado di affidabilità delle previsioni vengono distinti tre stati al 15/11/2004 dei progetti autorizzati: centrali in esercizio, in costruzione e ancora in attesa dell'avvio dei cantieri di realizzazione.

Nonostante un *lead time* elevato, determinato principalmente dai tempi per l'istruttoria di VIA e per il perfezionamento dell'intesa con la Regione interessata, l'autorizzazione unica ha una alta efficacia essendo una soluzione «chiavi in mano», ovvero costituendo titolo a costruire ed esercire l'impianto.

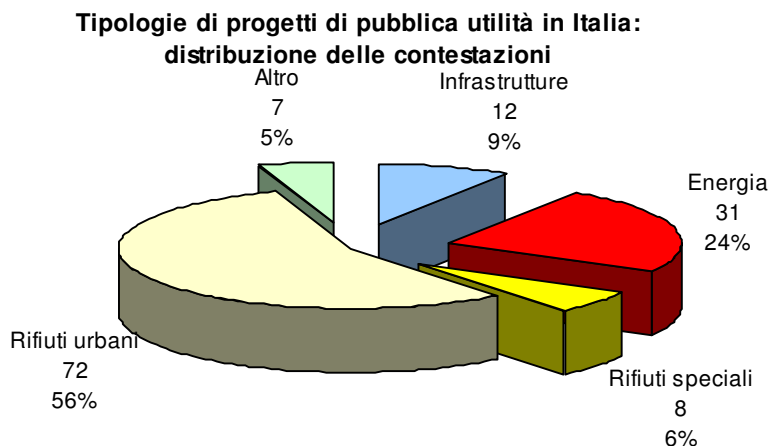
### 4.3. La bancabilità dei progetti di nuove centrali.

L'efficacia dell'autorizzazione unica è frustrata dall'esplosione del contenzioso amministrativo nei confronti delle le centrali autorizzate. Lo sblocca-centrali sembra reggere l'urto dei ricorsi, i cui esiti hanno un andamento positivo. Ben il 62% delle autorizzazioni rilasciate ai sensi della legge 55/02 è gravato da ricorsi, molti dei quali tuttora all'esame dei tribunali amministrativi regionali e del Consiglio di Stato.

I ricorsi hanno un impatto dirimente sulla bancabilità dei progetti. Ai freni al *project financing* dovuti alle incertezze sui futuri *cash flow* determinanti dalla difficile stima della quantità di energia e del prezzo di vendita dell'unità produttiva, si aggiungono le incertezze sui tempi di realizzazione e di entrata in esercizio commerciale degli impianti.

## 5. LA PERVASIVITÀ DELLA SINDROME NIMBY

Il fenomeno di contestazione delle infrastrutture energetiche da parte delle Regioni, degli enti e delle comunità locali che va sotto il nome di sindrome NIMBY (*Not In My Back Yard*, Non nel mio giardino) interessa la più parte delle opere di pubblica utilità in fase di progettazione e realizzazione nel nostro Paese (Fig. 6).



**Fig. 6.** Distribuzione delle contestazioni monitorate in Italia nel 2004 per tipologia di progetto.

L'efficacia comunicativa e il consenso tra le comunità locali dei comitati di opposizione, la capacità di aggregazione ed espansione delle contestazioni (è, ad esempio, nato addirittura un Coordinamento nazionale dei comitati di opposizione alle centrali turbogas) e l'onda lunga dei successi dei comitati di contestazione, lasciano presagire la nascita di una ben più drammatica sindrome NIABY (*Not In Any Back Yard*, Non in nessun giardino).

Il passaggio dalla cosiddetta VIA speciale, che prevedeva lo svolgimento dell'inchiesta pubblica, allo sblocca-

centrali, che svuota di poteri gli enti locali, ha acuito anche la contrapposizione tra i livelli di governo centrali e periferici.

Esiste un *trade off* tra la necessità di predisporre nel breve periodo ad un significativo incremento della potenza disponibile e i tempi per creare le condizioni per consenso a livello locale. D'altra parte a provvedimenti autoritativi e dirigenti corrispondono altrettanto veementi reazioni da parte delle comunità locali: è opportuno valutare attentamente il rischio concreto del fallimento di molti dei progetti in corso con la contabilizzazione dell'opzione zero.

Oltre a sviluppare efficaci modelli di partecipazione delle comunità locali alle decisioni, anche attraverso l'istituzionalizzazione del dissenso, è importante mettere in essere *public policy* di corretta comunicazione e informazione ambientale ed energetica in grado di prevenire e mitigare l'insorgere del dissenso.

È cruciale anche la formazione e la responsabilizzazione della classe dirigente e amministrativa locale senza delle quali risulterà nefasto – piuttosto che efficace – il processo di decentramento amministrativo e legislativo in corso.

Le imprese dal canto loro possono cogliere le opportunità della liberalizzazione per proporre, alle comunità interessate dall'isola produttiva e dalle opere connesse, convenienti contratti di fornitura di energia elettrica non solo agli enti locali, ma anche alle utenze industriali, commerciali e civili. Risultano così direttamente tangibili a livello locale, non solo le esternalità ambientali negative, bensì anche i benefici derivanti dall'installazione di potenza elettrica nel proprio territorio.

## 6. CONCLUSIONE. I TRADE OFF TRA LA POLITICA ENERGETICA NAZIONALE E LA LIBERALIZZAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO

Da quadro delineato emerge, in definitiva, una serie di *trade off* e nodi non risolti dalla liberalizzazione del settore elettrico.

I progetti di centrali ad alta efficienza con sistemi di cogenerazione e teleriscaldamento si sono di fatto bloccati dalla trasformazione degli enti pubblici – statali e degli enti regionali e locali – in società per azioni. La differita remunerazione di questi investimenti e l'ingente impegno di risorse finanziare scoraggia le imprese ad intraprendere tali progetti: basti pensare, a titolo esemplificativo, alle centrali delle ex municipalizzate Acea – ora AceaElectrabel – a Roma, AEM Torino a Moncalieri e AMPS a Parma.

Le decisioni di investimento degli operatori si muovono, in assenza di efficaci sistemi di incentivo ed indirizzo, in direzione opposta agli obiettivi di diversificazione del mix delle fonti energetiche: per giunta l'entusiasmo degli operatori per le centrali TG CC appare, in ottica sistemica, non giustificabile a fronte della dinamica dei prezzi del gas naturale e delle difficoltà sul versante degli approvvigionamenti testimoniato dalla paralisi realizzativa dei progetti dei terminali di rigassificazione del GNL.

Un ulteriore *trade off* è rappresentato dalle divergenti esigenze di tutela e sviluppo della produzione nazionale rispetto alle diffuse pressioni all'incremento dell'interconnessione con l'estero anche attraverso la realizzazione di *merchant line* dedicate.

Infine, il necessario coinvolgimento degli enti periferici

nella *governance* del settore elettrico ha allontanato gli obiettivi di riequilibrio nella distribuzione territoriale degli impianti: accade così che regioni eccedentarie di energia elettrica – come la Puglia e la Calabria – autorizzano la

costruzione di centrali, mentre, per converso, regioni ultradeficitarie – come le Marche – bloccano l'installazione di capacità produttiva nel proprio territorio.