

DIFFICOLTÀ DI REALIZZAZIONE PER ELETTRODOTTI E CENTRALI

# Infrastrutture elettriche

## AL NODO DEL CONSENSO

FABRIZIO BONOMO

La progressiva entrata a regime della liberalizzazione del settore elettrico, parallelamente all'aumento dei consumi, pone le basi per quasi 25 miliardi di euro (circa 48 mila miliardi di lire) di investimenti in nuove centrali elettriche e 1,7 nello sviluppo della rete di trasmissione nazionale, ma all'inesistenza del problema economico, coperto dai privati e dai prelievi sui consumi, si contrappone il nodo del consenso, divenuto tanto grande da riuscire a frenare anche gli interventi inseriti nella Legge obiettivo

## Una rivoluzione nel mercato e nelle infrastrutture

La rivoluzione che sta maturando nel settore elettrico ha origine negli anni Novanta, quando la Comunità europea avvia la politica di costruzione di un mercato interno dell'energia, con l'obiettivo di realizzare un progressivo ridimensionamento dei monopoli pubblici e lo sviluppo di reti transeuropee.

Il processo di liberalizzazione riceve un impulso determinante fra il dicembre 1996 e il giugno 1998, con l'emanazione di due direttive che definiscono regole comuni per il funzionamento del mercato interno dell'elettricità e del gas, per eliminare ogni diritto esclusivo in materia di produzione, importazione, esportazione e vendita e quindi realizzare un mercato dell'energia concorrenziale.

### Direttive europee

Per quanto riguarda il settore elettrico in particolare, le direttive prevedono:

- l'ingresso di nuovi operatori nel settore della generazione;
- la separazione della gestione rete di trasmissione dalle attività di generazione

## Operatori del mercato dell'energia elettrica nel 2004

Tipo di soggetto	Numero totale
Clienti finali idonei	147.321
Distributori idonei	53
Grossisti	285
Consorzi e società consortili	390
Produttori	108
Clienti Esteri	1

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas, aggiornamento al febbraio 2004

ne e di distribuzione;

- la separazione contabile tra le attività di generazione, trasmissione e distribuzione per le imprese che operano in tutte e tre le fasi;

- libertà dei consumatori di acquistare energia direttamente dai produttori, con libero accesso alle reti di trasmissione e distribuzione, anche attraverso il sistema dell'Acquirente unico, persona giuridica designata dallo Stato con il compito di acquistare energia dai produttori e di collocarla sul mercato.

Al Consiglio europeo di Barcellona (marzo 2002) si decide inoltre che dal 2004 deve essere possibile la libertà di scelta del fornitore per tutti i consumatori non domestici, e di raggiungere entro il 2005 un livello di interconnessione delle reti

di almeno il 10 per cento della capacità di generazione installata.

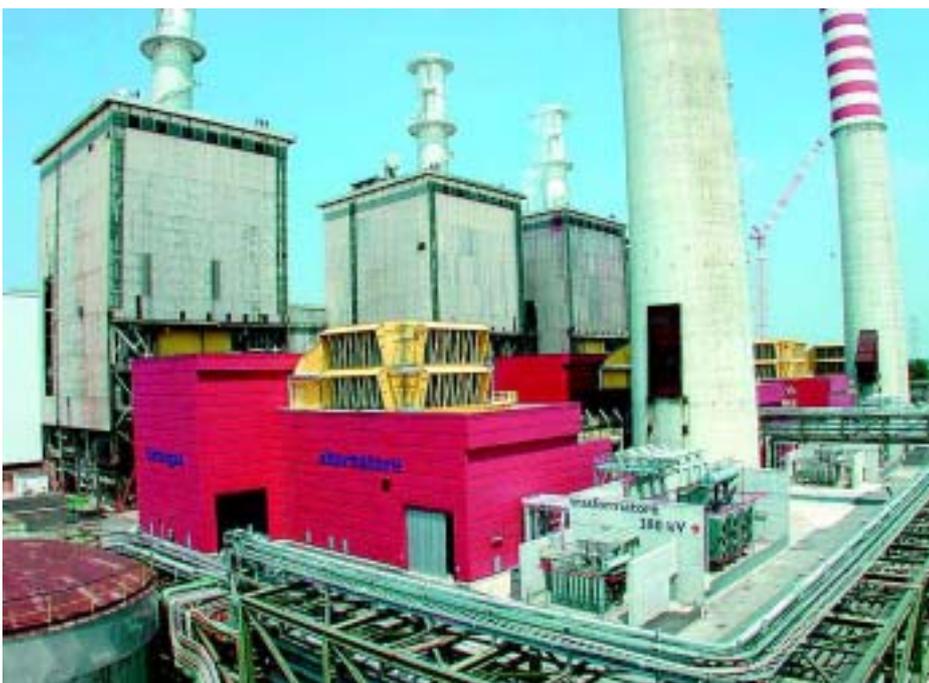
### La liberalizzazione in Italia

In Italia, la principale direttiva comunitaria sul tema viene recepita nel 1999 dal cosiddetto "decreto Bersani" (Dlgs 79 del 16 marzo 1999), con il quale la vendita e l'acquisto di energia elettrica sono svincolati dall'attività di produzione e trasmissione, vengono liberalizzate le attività di importazione ed esportazione, e le aziende distributrici sono obbligate a connettere alle proprie reti ogni soggetto che ne faccia richiesta.

Per questo il monopolista Enel è innanzitutto obbligato a costituire società specifiche per produzione, engineering, distribuzione, vendita e proprietà della rete di trasmissione.

Poi viene fissato un limite alla quota di produzione di energia da parte di una singola azienda – nessun soggetto può produrre o importare più del 50 per cento del totale nazionale – e quindi entro il gennaio 2003 Enel ha dovuto cedere 15 mila megawatt della propria capacità produttiva, ed altri si prevede dovrà cederne.

Di fatto, soprattutto grazie alle cessioni Enel, negli ultimi quattro anni si sono rafforzati o sono nati ex novo una serie di produttori e distributori, che gestiscono gli impianti e immettono l'energia elettrica nella rete nazionale: il mercato ha così cominciato ad aprirsi, almeno per quei soggetti con un determinato livello di consumi, che possono acquistare l'energia elettrica dal fornitore che ritengono più conveniente.



## Gestione della rete

Le fasi di trasmissione e di dispacciamento (cioè la gestione e regolazione coordinata degli impianti di produzione, della rete di trasmissione nazionale e dei servizi ausiliari), trattandosi di monopoli naturali, non vengono aperte alla concorrenza ma affidate in concessione a una società per azioni a capitale pubblico super-partes: il Grtn Gestore della rete di trasmissione nazionale.

Questo nuovo soggetto, oltre a gestire la rete deve definire ogni anno, attraverso un Programma triennale, le linee di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale e può, se è il caso, indicare le attività di aggiornamento.

Inoltre, per consentire la piena attuazione di un mercato veramente libero, esso ha il compito di costituire altre due società di gestione: l'Acquirente unico, che deve garantire ai clienti vincolati – utenti domestici, artigiani, commercianti, piccole e medie imprese, ecc. – la disponibilità di energia necessaria, attraverso la stipula di contratti con i produttori, e il Gestore del mercato, cui spetta l'organizzazione del mercato dell'energia elettrica, basato sul sistema dei contratti bilaterali e su di una borsa dell'energia elettrica da costruire ex novo. Su tutto vigila l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, istituita nel 1995, che ha funzioni di governo sia amministrative (come la decisione sulle tariffe), sia di garanzia paragiurisdizionale e arbitrale.

## Proprietà della rete

Il Gestore non è proprietario della rete di trasmissione (per ora), che rimane ai soggetti originari – 16 in tutto, secondo i dati dell'Acquirente unico – con il 96 per cento controllato però da Enel attraverso la società Terna Spa, che dispone di 38 mila chilometri di linee ad alta e altissima tensione (sui circa 43 mila esistenti) e ha chiuso l'esercizio 2003 con ricavi per circa 877 milioni di euro lordi, cioè più o meno 1.700 miliardi di lire.

In un secondo tempo si prevede che il Gestore della rete ne diventi il proprietario, perchè la situazione attuale – se-



condo l'Autorità per l'energia elettrica e il gas – rende difficoltoso lo sviluppo degli interventi di razionalizzazione e potenziamento della rete, specie quelli necessari ad aumentare la capacità di interscambio con l'estero e la connessione con nuovi impianti e centrali, oltre a creare problemi organizzativi e di mercato (l'Enel mantiene una posizione dominante nella produzione e nella vendita, e ha evidentemente interessi opposti a quelli dei suoi concorrenti).

## Distribuzione

Nella maggioranza dei casi l'energia elettrica viene consegnata ai clienti finali attraverso le reti di distribuzione, gestite dalle imprese distributrici, che la prelevano (direttamente o indirettamente) dalla rete di trasmissione nazionale e la consegnano, dopo gli opportuni abbassamenti di tensione, ai clienti finali. Dal 1999 il decreto Bersani ha parzialmente riorganizzato il settore, in particolare il sistema delle concessioni: le imprese che già operavano alla sua entrata in vigore sono state autorizzate a svolgere il servizio sulla base delle concessioni trentennali rilasciate dal Mini-

stro dell'Industria, ma alla loro scadenza saranno rinnovate con gare pubbliche. Inoltre, per favorire la razionalizzazione del sistema, viene rilasciata una sola concessione per ambito comunale, mentre per incentivare il pluralismo nell'offerta dei servizi il decreto prevede che le società partecipate degli enti locali (prime fra tutte le Aem di Milano e Torino) possano chiedere all'Enel la cessione dei rami d'azienda nei comuni dove servono almeno il 20 per cento delle utenze (tra l'altro, lo stesso è previsto per i cosiddetti "ambiti territoriali contigui", cioè i comuni limitrofi).

Il settore rimane però caratterizzato da una forte concentrazione della quota di mercato, in circa 10 imprese, e dalla presenza di un altissimo numero di piccoli operatori, oltre 150, che insieme servono meno dello 0,5 per cento del mercato.

In particolare, come sottolinea l'Acquirente unico, Enel Distribuzione mantiene una quota di poco inferiore al 90 per cento, anche dopo la cessione delle reti alle municipalizzate già conclusa in alcuni comuni, e rimane la maggiore impresa del settore, seguita da Acea, Aem Milano e Aem Torino, che, dopo la

cessione delle reti Enel, registrano, nel 2002, rispettivamente 1.482.800, 815.769 e 540.000 clienti finali.

Fra le cessioni di Enel Distribuzione a queste società – secondo dati dell'Acquirente unico – si distinguono Trieste, Torino, Roma, Parma, Milano e Cremona.

A Trieste Acegas ha acquistato le reti Enel con 819 clienti finali, per un investimento di oltre 11 milioni di euro; a Torino l'Aem ha ottenuto il trasferimento delle attività di distribuzione e vendita al mercato vincolato per circa 293 mila clienti (pari a circa 248 milioni di euro) nei comuni di Roma e Formello le reti distributive di Enel sono state acquistate da Acea per circa 570 milioni di euro. A Parma Enel Distribuzione ha ceduto alla Amps la rete di circa 40 mila clienti, per un controvalore di circa 57 milioni di euro; Aem Cremona invece ha acquistato, per circa 9 milioni di euro, la parte di rete cittadina di Enel (120 chilometri complessivi fra alta, media e bassa tensione), che serve circa 2.200 utenti finali.

Nel novembre 2002 Aem Milano ha concluso l'acquisto dell'attività di distribuzione e vendita dell'Enel a Milano e Rozzano (385 mila clienti con 4.500 chilometri di linee a media e bassa tensione), per un corrispettivo di circa 424 milioni di euro.

### Acquisto

Per i clienti finali l'accesso al libero mercato è regolato da un principio di gradualità: a partire dal 1999 fasce sempre più consistenti di consumatori possono acquistare energia elettrica da un fornitore diverso da Enel, con un processo che inizialmente è stato limitato alla grande industria, poi verrà esteso ai possessori di partita Iva, nel 2004, e infine aperto a tutti nel 2007, quando anche il consumatore domestico potrà scegliere da chi acquistare elettricità.

Per dare corpo a questa gradualità sono previsti due tipi di clienti: idonei e vincolati.

I clienti idonei sono i distributori, i grossisti e a tutti i clienti finali, singoli o associati, con consumi elevati, secondo soglie progressivamente più basse: 30

GWh nel 1999, poi 20 dall'1° gennaio 2001 e 9 dall'1° gennaio 2002; dall'1° maggio 2003 sono clienti idonei tutte le imprese con consumi annui di almeno 100 mila chilowattora (0,1 GWh) e una spesa di circa 13 mila euro, soglia che, come afferma l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, permette l'accesso al libero mercato ad artigiani, piccole aziende manifatturiere e medie imprese. I criteri di idoneità sono stabiliti dal decreto Bersani e il consumatore che già li possiede e desidera scegliere un nuovo fornitore può presentare la propria autocertificazione presso l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che al febbraio 2004 ha ritenuto idonei circa 150 clienti finali (oltre a 53 distributori, 285 grossisti, 390 consorzi e 108 produttori).



Il mercato vincolato comprende i clienti finali con consumi inferiori alla soglia prefissata (0,1 GWh) – prevalentemente utenti domestici e piccoli artigiani, commercianti e liberi professionisti – che possono acquistare energia solo dal distributore presente nell'area territoriale di appartenenza.

Non si tratta però di poca cosa: secondo l'Acquirente unico nel 2000 i consumi energetici del mercato vincolato sono stati circa il 75 per cento del totale nazionale (al lordo delle perdite); l'abbassamento progressivo delle soglie di idoneità ne ha diminuito la consistenza

a circa il 60 per cento nel 2002, e si prevede che al termine del processo di liberalizzazione si attesterà su circa il 35 per cento dei consumi nazionali.

In ogni caso acquistare energia sul mercato libero non richiede nessuna modifica dell'impianto elettrico, né interventi da parte del gestore; a cambiare è solo chi vende.

### Il Gestore del mercato

In questo quadro, l'effettiva liberalizzazione del mercato per i clienti vincolati passa attraverso i due soggetti creati dal Grtn: il Gestore del mercato elettrico e l'Acquirente unico.

Il Gestore è il soggetto che dovrà garantire il funzionamento del mercato elettrico all'ingrosso, cioè la borsa elettrica, che dopo la sua entrata in funzione effettiva, prevista per la primavera del 2004 (secondo il decreto Bersani doveva partire l'1° gennaio 2001), consentirà di superare il tradizionale sistema di fornitura su contratti bilaterali e di dare vita a un nuovo sistema su base contrattuale, con una molteplicità di offerte, almeno per i clienti idonei che intendono servirsene.

L'attività del Gestore ha visto una tappa significativa con il decreto del Ministro delle Attività produttive del 9 gennaio 2004; per quanto riguarda la Borsa, denominata Italian power exchange (Ipx) e attualmente in rodaggio, prevede l'organizzazione di tre mercati:

- quello principale, dell'energia, noto anche come il “mercato del giorno prima”, perchè dall'alba gli operatori offrono le partite elettriche relative al giorno successivo, diverse ora per ora e centrale per centrale (i prezzi salgono con il crescere della domanda: più alti a metà mattina e nel pomeriggio, e più bassi a notte inoltrata);

- uno di aggiustamento dei programmi definiti nel mercato dell'energia, articolato in un'unica sessione, con trattative che si svolgono a fine mattina e riguardano le correzioni per far quadrare domanda e offerta, sempre per il giorno successivo (qui si negoziano anche le offerte troppo care scartate a metà mattina);

– un mercato per il servizio di dispacciamento, finalizzato alla soluzione delle congestioni di rete, alla costituzione dei margini di riserva e al bilanciamento per il controllo in tempo reale del sistema. Sui primi due mercati i produttori, i consumatori e i grossisti possono acquistare e vendere energia, per determinare il programma orario di produzione e consumo delle proprie centrali per il giorno successivo; sul terzo mercato il Grtn si rifornisce dei servizi necessari per la gestione e il controllo della rete. La borsa elettrica è di fatto un meccanismo di selezione delle offerte di energia in base al prezzo più basso praticato, permettendo di comprare liberamente e non solo in regime di monopolio locale, come avviene da sempre.

La borsa elettrica non è comunque obbligatoria e i consumatori di energia possono scegliere se comprarla qui o stipulare contratti bilaterali con i produttori (il Grtn stima che il 55 per cento dell'elettricità italiana sarà comunque negoziata in questo nuovo mercato).

### Acquirente unico

Sempre il 9 gennaio 2004 il Ministro delle Attività produttive ha firmato un decreto che dà la titolarità delle funzioni all'Acquirente unico, soggetto che dovrà garantire la fornitura di energia elettrica per il mercato vincolato e in generale per i clienti che non possono o non vogliono avere accesso ai contratti diretti o alla borsa elettrica.

Per loro questo nuovo soggetto sarà l'unico fornitore di energia, che acquisterà soprattutto attraverso il sistema delle offerte (borsa dell'energia), per rivenderla, sulla base di direttive dell'Autorità per l'energia e il gas, alle imprese distributrici.

Esso può inoltre stipulare, previa autorizzazione dell'Autorità per l'energia, contratti per l'acquisizione di disponibilità di impianti di produzione, la cui energia sarà rivenduta, dove possibile, attra-

verso il sistema delle offerte. Di fatto, con l'entrata in funzione della Borsa e dell'Acquirente unico l'Enel finirà di essere un'azienda pubblica, e la necessità di garantire la fornitura di energia ai clienti vincolati sarà trasferita all'Acquirente unico.

### Nuove norme e competenze

Oltre che dal decreto Bersani, il processo di definizione della politica energetica è destinato ad essere fortemente condizionato dalla riforma del Titolo V della Costituzione, che ha attribuito alle Regioni la competenza legislativa concorrente in materia di produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia.

Anche le Regioni e gli enti locali sono infatti divenuti titolari di compiti amministrativi in questo settore, con particolare riguardo all'organizzazione dei servizi sul territorio e alle fonti energetiche rinnovabili: dal 1999 (Dlgs 443 del 29/11/1999) è stata attribuita alle Regioni la competenza sulla costruzione e l'esercizio di impianti di energia elettrica di potenza inferiore ai 300 megawatt ter-

mici e le reti di trasporto con tensione inferiore a 150 kV; alle Regioni spettano inoltre la concessione di contributi a impianti che utilizzano fonti alternative, o la costruzione o riattivazione di impianti idroelettrici.

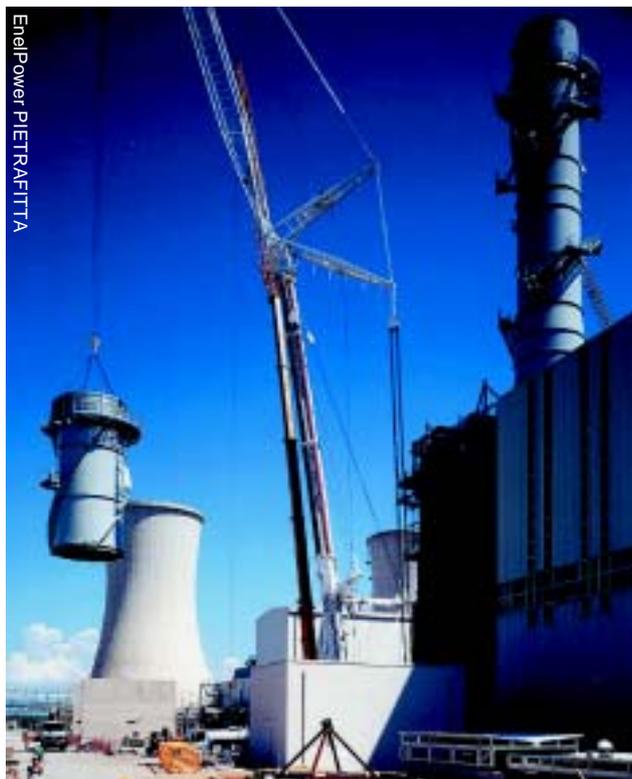
### Legge 290 del 27/10/2003

Infine, oltre ai due decreti che hanno dato il via all'Acquirente unico e al Gestore del mercato, la novità normativa più recente riguarda l'approvazione del cosiddetto decreto anti-blackout, divenuto legge il 27 ottobre 2003.

Oltre a deroghe ambientali per garantire il funzionamento delle centrali (aumento della temperatura delle acque di scarico delle centrali termoelettriche, deroga ai limiti previsti per le emissioni dei gas di scarico nell'atmosfera e relativi alla qualità dell'aria ecc.) e per abbassare le probabilità di un nuovo blackout, dopo quello che ha bloccato l'Italia il 28 settembre 2003, la legge si segnala per una serie di misure che dovrebbero – ma il condizionale è d'obbligo – ridurre i tempi di realizzazione di nuove centrali e razionalizzare il sistema di gestione

della rete. Una norma prevede l'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale di energia elettrica e la successiva privatizzazione del soggetto nato dall'unificazione; la privatizzazione dovrà essere decisa con un decreto del presidente del Consiglio, da emanare entro 60 giorni dall'entrata in vigore della legge. Dall'1° luglio 2007 è previsto poi un tetto del 20 per cento al possesso delle reti da parte dei soggetti che operano nel settore, con riferimento in particolare a quelli ancora sotto il controllo pubblico.

Infine si semplificano le procedure per la localizzazione delle centrali elettriche, affidando questo compito alla Conferenza Stato-Regioni; una volta presa una decisione in quella sede gli enti locali non potrebbero più opporsi.



EnelPower PIETRAFITTA

## Crescita della domanda e limiti delle infrastrutture

Negli ultimi anni – segnala il Grtn – si è registrato un progressivo aumento dei consumi di energia elettrica, con un +1,8 per cento registrato nel 2002, salito a +2,9 nel 2003, mentre per i prossimi anni si prevede una crescita costante fra il 2,7 e il 3,7 per cento, fino a prefigurare un consumo annuo di 351,6 miliardi di chilowattora nel 2006.

Il 2003 è stato l'anno dei record, sia per il blackout nazionale del 28 settembre, che ha fermato il Paese, sia per il susseguirsi di punte di domanda sempre più alte rispetto al passato, l'ultima delle quali a dicembre, con 53.403 megawatt, che ha superato il picco di 53.105 megawatt registrato solo sei mesi prima, a luglio 2003.

Il tutto a fronte di una potenza installata nelle centrali italiane che è di quasi 77 mila megawatt, contro una disponibilità reale – secondo il Grtn – di poco meno di 50 mila megawatt, integrata da oltre 6 mila megawatt importati dall'estero (Francia e Svizzera in particolare), che fanno del nostro Paese l'unico in Europa strutturalmente dipendente dalle importazioni, proprio perchè sono indispensabili a coprire il fabbisogno nazionale.

Per questo, già nel 2002, si è prefigurato uno scenario critico entro il 2005/2006, portando al varo di decreti d'urgenza per consentire la realizzazione di nuovi impianti (ma con scarso successo, come illustrato più avanti).

### Capacità installata e capacità reale

La potenza installata è la somma delle capacità di ciascun impianto di produzione esistente e rappresenta il limite massimo di potenza non superabile dalle macchine in uso nelle centrali.



Di fatto però gli impianti non sono mai in esercizio tutti nello stesso istante, e quelli esistenti non sono sempre in funzione: dal 2000 ad oggi – sottolinea il Grtn – si sono fermati ogni anno migliaia di megawatt per programmi di adeguamento alle normative ambientali e, soprattutto, di ripotenziamento o ristrutturazione per migliorare l'efficienza delle centrali esistenti: come risulta da un'indagine parlamentare conclusasi nel 2002, numerosi impianti ceduti dall'Enel richiedono un radicale ammodernamento e sono destinati a rimanere inattivi per circa due anni.

I vantaggi saranno evidenti in futuro, ma per ora si registra una diminuzione costante della potenza disponibile e l'introduzione di nuova offerta rimane inferiore all'aumento della domanda: i dati del Grtn segnalano che nel 2001 sono entrati in esercizio 706 megawatt a fronte di un aumento della punta di domanda di oltre 1.251 megawatt, mentre nel 2002 la nuova capacità è stata di 740 megawatt, contro più di 2.300 megawatt di incremento della punta di domanda.

Inoltre – precisa il Grtn – mancano circa 7 mila megawatt da fonte idroelettrica (per variabilità delle piogge e



quindi bacini mai pieni allo stesso istante; acqua fluente mai alla massima portata teorica; disponibilità per poche ore giornaliere del quantitativo effettivo di acqua utilizzabile), ma soprattutto mancano oltre 20 mila megawatt dalle centrali termoelettriche, sia per le già citate ristrutturazioni, sia per limitazioni varie, oltre che per manutenzioni programmate, carenze occasionali di combustibile, guasti e avarie accidentali ecc.

### Rete elettrica nazionale incompleta

Per quanto riguarda la rete di distribuzione dell'elettricità, fra i nodi critici – segnalati dal Grtn, ma evidenziati anche dal blackout nazionale del 28 settembre 2003 – emergono non solo l'insufficienza delle interconnessioni con l'estero ma anche strozzature, limiti di capacità e buchi della rete sul territorio nazionale che possono essere oggetto di interruzione in caso di sovratensioni, oltre a non permettere il pieno utilizzo di una serie di centrali.

Attualmente, secondo dati del Grtn, la Rete di trasmissione nazionale ha un'estensione complessiva di 43.180 chilometri e comprende i 22.848 chilometri di rete ad altissima tensione e parte della rete ad alta tensione (20.332 chilometri), oltre a 16 linee di interconnessione con l'estero e 267 stazioni di trasformazione e di smistamento.

Al Nord il problema riguarda essenzialmente i collegamenti con l'estero e determinate situazioni di congestione che impediscono la piena produzione delle centrali, come quelle esistenti di Turbigo e Roncovalgrande o in corso di costruzione, come quella di Ferrera Erboigne (PV).

Al Sud il nodo consiste nei pochi poli di produzione e, soprattutto, nella separazione di intere aree, che si riesce a servire con difficoltà.

Il caso limite è rappresentato dal collegamento tra la Sardegna e la penisola, basato su di un solo cavo collocato 40 anni fa, ma altrettanto significativa è la situazione nell'area di Napoli, dove esiste un deficit produzione che potrebbe essere compensato dal polo di Brindisi e dal-

EnelPower PIETRAFITTA



EnelPower PIETRAFITTA

### Offerta di energia elettrica (MW) nel 2002-2003 e possibili sviluppi

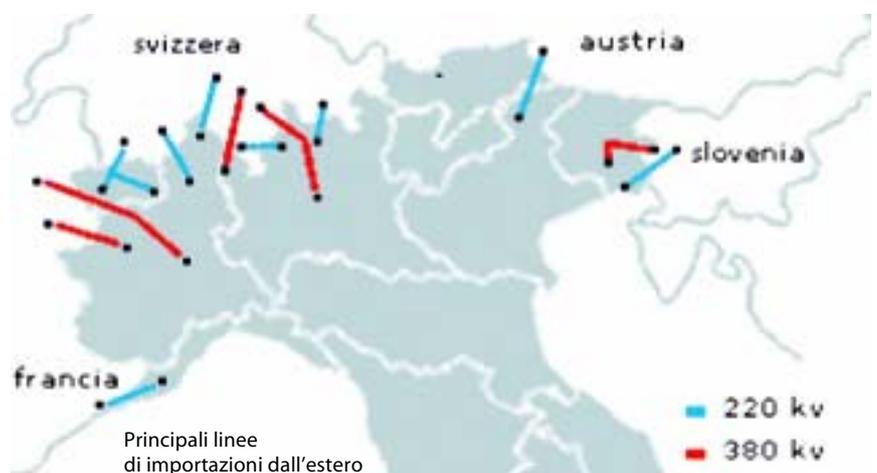
	Potenza installata	Potenza media disponibile
Impianti idroelettrici	20.439	13.450
Impianti termoelettrici	55.100	34.750
Impianti geotermoelettrici	665	550
Impianti eolici e fotovoltaici	746	200
Produzione nazionale	76.950	48.950
Importazione		6.300
<b>Totale offerta disponibile al 31 dicembre 2002</b>		<b>55.250</b>
Picco di domanda del 17 luglio 2003		53.105
Capacità centrali autorizzate (disponibile entro il 2008)		12.637
Capacità centrali in esame al 17/2/2004		34.733
<b>Totale nuove centrali possibili</b>		<b>47.370</b>

Fonte: elaborazione da dati del ministero delle Attività produttive (17/2/2004) e del Grtn (Audizione al Senato del 23/9/2003)

l'energia importata dalla Grecia attraverso un elettrodotto sottomarino inaugurato nel 2002, che tuttavia ancora oggi soffre del mancato completamento di sette chilometri della linea, presso Matera, a causa dalla forte opposizione di tre comuni.

### Il nodo irrisolto del consenso

La realizzazione di infrastrutture richiede tempi tecnici piuttosto lunghi e la necessità di coordinare gli interventi sul territorio coinvolgendo una pluralità



## Progetti per nuove centrali termoelettriche in Italia al 17/2/2004

Situazione	numero	Potenza elettrica MWe	Potenza termica MWt	Costo ipotizzabile milioni euro
Approvate	27	12.637	22.320	6.526,47
Procedura Via completata	18	10.458	18.761	5.401,11
In istruttoria	45	24.275	44.206	12.536,99
<b>Totale centrali approvate o in esame</b>	<b>90</b>	<b>47.370</b>	<b>85.287</b>	<b>24.464,56</b>

Fonte: elaborazione su dati del ministero delle Attività produttive



tà di soggetti istituzionali e sociali.

Questo, per il settore elettrico molto più che per altri, significa lunghezza delle procedure per il rilascio delle autorizzazioni, ma soprattutto una forte opposizione sociale: in tutte le regioni dove sono previste centrali o elettrodotti si moltiplicano i comitati locali per bloccarne la realizzazione.

Scendono in piazza tutti, dai comitati spontanei ai gruppi ambientalisti, dai partiti politici, senza troppe distinzioni, agli esponenti religiosi (dal parroco al vescovo), dagli amministratori locali ai parlamentari eletti nel collegio; ciascuno con una propria motivazione che però concorre a frenare, se non a bloccare, ogni iniziativa.

Il problema non è nuovo, e da tempo la contraddizione fra esigenza di un servizio e rifiuto di averlo vicino rientra fra gli elementi critici di un progetto infrastrutturale, che riguardi lo smaltimento dei rifiuti o la mobilità di persone o, appunto, la fornitura regolare di energia.

Per l'elettricità sembra che sia ancora peggio, e il circolo vizioso non si spezza neanche di fronte alle alternative della

cosiddetta "energia pulita", come ad esempio quella eolica (che ha anch'essa un forte impatto sul territorio).

Le motivazioni infatti variano e non è sempre facile comprenderne le basi scientifiche: se per le centrali termoelettriche si parla di impatto soprattutto a livello di polveri fini, e quindi misurabile, per le reti il nodo è l'inquinamento elettromagnetico, identificato dalle normative ma circondato da un alone di incertezza che ne moltiplica la pericolosità percepita, e quindi l'incertezza sui danni alla salute che può fare o meno.

In realtà, qui più che altrove vale il detto "cuore non vede cuore non duole", perchè le reti elettriche a bassa e media tensione in città possono essere interrerra-

te, così che le opposizioni sono di fatto inesistenti, mentre per le linee ad alta e altissima tensione (tra 50 e 150 kV e tra 230 o 400 kV) questo non è possibile, se non per brevi tratti, e maggiore è la distanza da superare maggiore è la tensione d'esercizio da scegliere (più è elevata la tensione, minori sono le perdite durante il trasporto); di conseguenza, non solo la costruzione di una centrale, ma anche l'innalzamento di un traliccio provoca immediatamente reazioni negative. Il coinvolgimento degli amministratori locali porta spesso a una strategia di blocco, che prima crea difficoltà e tempi lunghi per ottenere le autorizzazioni e poi, a progetto avviato, all'impugnazione del provvedimento e quindi a una serie di contenziosi.

Da qui il paradosso che caratterizza il settore elettrico, dove contrariamente ad altri tipi di infrastrutture non esiste il problema dei finanziamenti, coperti dai privati e dai prelievi sui consumi, ma uno molto più difficile da risolvere legato al consenso, che nemmeno le accelerazioni legislative sembrano essere in grado di risolvere, dalla Legge obiettivo al decreto Sblocca centrali.

## Rete di trasmissione nazionale

	esistente	da realizzare
Estensione complessiva	43.180 km	1.900 km
Rete ad altissima tensione	22.848 km	
Rete ad alta tensione	20.332 km	
Linee di interconnessione con l'estero	16	16
Stazioni di trasformazione e di smistamento	267	51

Fonte: elaborazione da dati Grtn Spa (2004) e Acquirente unico Spa (2002)

## Investimenti previsti per lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale

	milioni di euro	miliardi di lire
Interventi previsti dalla Legge obiettivo	774,685	1.500
<b>Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale</b>		
Investimenti previsti nel triennio 2004-2006	450,000	871
Investimenti previsti oltre il 2006	1.250,000	2.420
<b>Totale interventi previsti dal Piano 2004-2006</b>	<b>1.700,000</b>	<b>3.292</b>

Fonte: delibera Cipe 21/12/2001, allegato 4, e comunicato Grtn 26/2/2004

## Novanta centrali in lista d'attesa

In Italia la produzione di energia elettrica vede al primo posto le centrali termoelettriche, che ne forniscono oltre l'80 per cento dai circa 900 impianti esistenti, contro il 16 per cento circa dei quasi 2 mila sistemi idroelettrici.

Da dieci anni non se ne realizzano di nuovi, ma se di idroelettrici importanti continuano a non esserne previsti, dal gennaio 2002 ad oggi è stata invece autorizzata la costruzione o il riaménagemento di 27 centrali termoelettriche, per oltre 12 mila megawatt di potenza elettrica installata; altri 18 progetti, per circa 10 mila megawatt, hanno



Aem CASSANO

superato l'esame della Valutazione d'impatto ambientale (Via), mentre 45 sono in istruttoria e prevedono quasi 25 mila megawatt; un'ottantina sono stati invece sospesi o abbandonati.

Complessivamente sono quindi 90 le centrali termoelettriche che potrebbero essere realizzate nei prossimi dieci anni,

per un totale di oltre 47 mila megawatt di nuova potenza installata e un costo di costruzione ipotizzabile, in termini approssimativi, di circa 25 miliardi di euro (quasi 48 mila miliardi di lire).

Si tratta di una potenza installata consistente, che equivale a quella media disponibile, reale, nel 2002 (che come già indicato è stata di quasi 49 mila megawatt, contro i 77 mila installati) e fa sollevare dubbi, anche a livello parlamentare, sulla effettiva necessità di realizzarle tutte.

### Autorizzazioni per centrali termoelettriche rilasciate dal 2002 al 17/2/2004

Regione	Società	Località		Potenza elettrica MWe	Potenza termica MWt	Costo ipotizzabile (milioni di euro)
Calabria	Edison	Altomonte	CS	800	1.400	413,17
Puglia	Enipower	Brindisi	BR	1.170	2.200	604,25
Puglia	Edipower	Brindisi Nord	BR		Modifica per prosecuzione esercizio	
Puglia	Edipower	Brindisi Nord	BR		Modifica	
Puglia	Edison	Candela	FG	360	650	185,92
Emilia Romagna	Enel Produzione	Castel San Giovanni	PC	80	Trasformazione a CC 4° Gr.	
Lazio	Enel Produzione	Civitavecchia	RM		Modifica a carbone	
Emilia Romagna	Sef (Enipower Ferrara)	Ferrara	FE	800	1.400	413,17
Lombardia	Enipower	Ferrera Erbognone	PV	1.040	1.850	537,12
Toscana	Enel Produzione	Livorno	LI		Modifica per adeguamento ambientale	
Lombardia	Enipower	Mantova	MN	780	1.370	402,84
Piemonte	Aem Torino	Moncalieri	TO	770	1.350	397,67
Campania	Edison	Orta di Atella	CE	780	1.340	402,84
Calabria	Edison	Pianopoli	CZ	800	1.360	413,17
Lombardia	Asm Brescia e Amgs Verona	Ponti sul Mincio	MN	250	450	129,11
Veneto	Mirant Generation	Portogruaro	VE	385	680	198,84
Emilia Romagna	Enipower	Ravenna	RA	785	1.370	405,42
Puglia	Mirant Italia	San Severo	FG	390	700	201,42
Emilia Romagna	Sarmato Energia	Sarmato (ripotenziamento)	PC	47	70	24,27
Piemonte	Edison	Settimo Torinese	TO	250	470	129,11
Calabria	Edison	Simeri Crichi	CZ	800	1.360	413,17
Lombardia	Endesa Italia	Tavazzano	LO		Trasformazione a ciclo combinato	
Molise	Energia Spa	Termoli	CB	750	1.300	387,34
Campania	Set (Merloni Mpe e Foster Wheeler Italiana)	Teverola	CE	400	750	206,58
Friuli Venezia Giulia	Caffaro Energia	Torviscosa	UD	800	1.500	413,17
Liguria	Interpower	Vado Ligure	SV		Trasformazione a ciclo combinato	
Lombardia	Voghera Energia	Voghera	PV	400	750	206,58
<b>TOTALE</b>			<b>27</b>	<b>12.637</b>	<b>22.320</b>	<b>6.526,47</b>

Fonte: elaborazioni su dati del ministero delle Attività produttive

## Centrali termoelettriche che hanno ottenuto parere favorevole della Commissione VIA (o si è conclusa la Valutazione d'impatto ambientale)

Regione	Società	località		Potenza elettrica MWe	Potenza termica MWt	Costo ipotizzabile (milioni di euro)
Lazio	Energia Spa	Aprilia	LT	750	1.350	387,34
Lombardia	Aem Milano/ Asm Brescia	Cassano d'Adda (ampliamento)	MI	390	700	201,42
Abruzzo	Termica Celano	Celano (ampliamento)	AQ	170	335	87,80
Liguria	Enipower	Cengio	SV	390	680	201,42
Lazio	Ceprano Energia	Ceprano	FR	400	730	206,58
Campania	Global Energy	Cervinara	AV	400	700	206,58
Veneto	Elettra Gll	Cona	VE	770	1.380	397,67
Abruzzo	Abruzzoenergia (Asm Brescia)	Gissi	CH	760	1.400	392,51
Lazio	E. On Italia Produzione	Guidonia Montecelio	RM	800	1.400	413,17
Piemonte	Piemonte Energia	Leinì	TO	380	700	196,25
Piemonte	E. On Italia Produzione	Livorno Ferraris	VC	800	1.400	413,17
Puglia	Energia Spa	Modugno	BA	750	1.350	387,34
Campania	Ansaldo Energia (due società)	Paduli	BN	746	1.331	385,28
Calabria	Rizziconi Energia	Rizziconi	RC	800	1.400	413,17
Toscana	Electrabel Italia	Rosignano Solvay	LI	400	750	206,58
Calabria	Eurosviluppo Elettrica	Scandale	KR	762	1.390	393,54
Campania	Calenia	Sparanise	CE	800	1.400	413,17
Lombardia	Italgen	Villa di Serio	BG	190	365	98,13
<b>TOTALE</b>			<b>18</b>	<b>10.458,00</b>	<b>18.761,00</b>	<b>5.401,11</b>

Fonte: elaborazioni su dati del ministero delle Attività produttive aggiornati al 17 febbraio 2004

### Tempi e modi

Per costruire nuove centrali occorrono da tre a cinque anni e dei 27 progetti autorizzati è prevista la realizzazione entro il 2008; questa data però – sostiene il Grtn – non corrisponde all'effettiva entrata in servizio della centrale, perché i tempi di realizzazione si stanno discostando notevolmente da quanto indicato nei decreti, così da far prevedere che solo la metà dei megawatt già autorizzati entrerà in esercizio nel 2004 e nel 2005 (quindi circa 6 mila). Di fatto oggi solo alcune centrali sono in corso di costruzione, mentre per altre i cantieri stentano a decollare per le resistenze locali, che hanno aperto contenziosi e impugnato le autorizzazioni; di altre ancora non si hanno notizie, se non di pos-

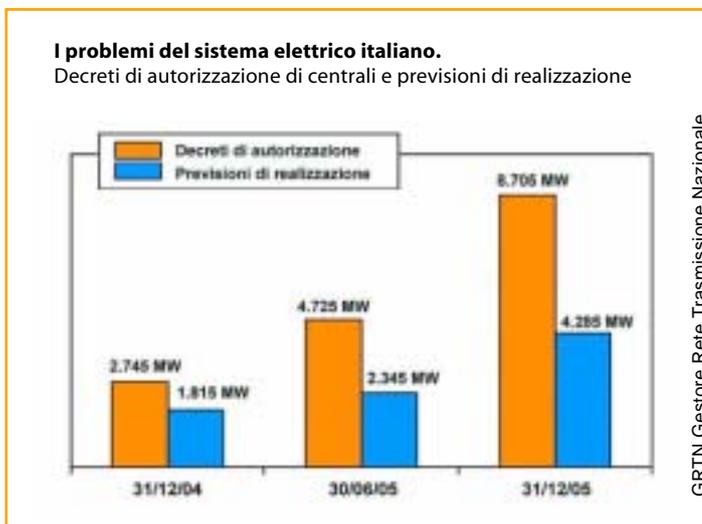
sibili passaggi di proprietà delle licenze (che hanno un valore non indifferente).

### Prime realizzazioni

Fra gli interventi che cominciano a prendere corpo si segnala l'avvio della produzione di elettricità, nell'ottobre scorso,

dal primo dei tre gruppi della centrale a ciclo combinato di Ferrera Erbognone (PV), che al suo completamento avrà una capacità installata di 1.030 megawatt.

La centrale è in corso di realizzazione da parte di EniPower, che ha in cantiere altre tre centrali approvate (e un'altra ha superato la Valutazione d'impatto ambientale) e che per il 2004 prevede di avviare anche la centrale di Ravenna, da 785 megawatt, e successivamente gli altri impianti, fino a raggiungere 5/6 mila megawatt di potenza installata entro il 2006 – con un investimento complessivo di 2,3 miliardi di euro – che farebbe della società dell'Eni uno dei maggiori produttori in Italia. Il tutto – segnala l'azienda – impiegando quantitativi di gas naturale disponibili in eccesso



– rispetto ai tetti imposti dalle norme che regolano l'apertura del mercato del gas in Italia – e su impianti (realizzati nei siti industriali Eni) che utilizzano la nuova tecnologia della cogenerazione a ciclo combinato a gas naturale, con la quale si produce energia elettrica riducendo l'impatto ambientale.

### Trasformazioni progressive

Un altro esempio recente è la centrale termoelettrica di Cassano d'Adda (MI), che sin dalla sua realizzazione – nel 1961 – è di proprietà di Aem Milano e Asm Brescia.

Se negli anni Novanta gli interventi hanno riguardato sistemi per la riduzione delle emissioni, dal giugno 2001 la centrale è oggetto di un deciso aumento della capacità produttiva.

Nel giugno 2001 è stato messo in esercizio un turbogas da 155 megawatt, in ciclo combinato con la preesistente turbina a vapore di 75 megawatt, per complessivi 230 megawatt e un rendimento netto del 51 per cento circa, realizzato in due anni in collaborazione con EnelPower e con un investimento di 120 miliardi di lire (61,9 milioni di euro). Nel 2002 sono stati effettuati interventi per 67,4 milioni di euro per il completamento del repowering (incrementando la capacità produttiva diretta) di uno dei gruppi e il proseguimento dei lavori per il repowering di un secondo, e nell'ottobre 2003 è stato inaugurato il nuovo turbo-



Aem CASSANO



EnelPower-SERMIDE



Aem CASSANO

gas da 255 megawatt, in ciclo combinato con una turbina a vapore esistente da 320 megawatt (dalla quale vengono utilizzati per ora circa 135 megawatt), la cui messa in esercizio azzerò l'utilizzo di combustibili derivati da idrocarburi, a favore del gas naturale.

Infine è stato avviato un iter autorizzativo per un ulteriore potenziamento, con la realizzazione di un nuovo turbogas da 255 megawatt che funzionerà anch'esso in ciclo combinato, utilizzando ulteriori 135 megawatt della turbina a vapore del vecchio gruppo convenzionale da 320 megawatt.

### Ristrutturazione delle ex Enel

Molti dei lavori in corso riguardano l'incremento della capacità produttiva (repowering) o una vera e propria ristrutturazione (revamping) di impianti ritenuti obsoleti e con elevati costi di esercizio, che in genere riguarda le centrali Enel, sia quelle ancora dell'ex monopolista che di quelle cedute a nuovi soggetti.

Fra questi ultimi si segnala ad esempio l'attività di Edipower – che ha fra i maggiori azionisti Edison, Aem Milano, Aem Torino e la società svizzera Atel – divenuta uno dei maggiori produttori privati italiani di energia – con oltre il 10 per cento di quota di mercato e circa 7.000 megawatt di potenza installata – dopo l'acquisto di Eurogen, ceduta da Enel nel marzo 2002.

Oggi Edipower ha in corso un esteso programma di revamping/repowering su tut-

## Centrali termoelettriche con istruttorie in corso al 17/2/2004

Regione	Società	Località		Potenza elettr. MWt	Potenza term. MWt	Costo ipotizzabile milioni di euro
Piemonte	Ansaldo Energia (due soc.)	Alessandria	AL	760	1.350	392,51
Campania	Luminosa	Benevento	BN	400	750	206,58
Emilia Romagna	Mirant Italia	Bentivoglio	BO	770	1.370	397,67
Lombardia	Energia Spa	Bertonico/Turano Lodigiano	LO	750	1.350	387,34
Puglia	Edipower	Brindisi Nord	BR	1.410	3.100	728,20
Lombardia	Società Elettrica Bresciana	Calvisano	BS	400	700	206,58
Toscana	Italgen	Carrara	MS	250	490	129,11
Emilia Romagna	Hera	Coriano	RN	230	430	118,79
Lombardia	West Energy	Costa Volpino/Pisogne	BG/BS	400	750	206,58
Lombardia	Energia Spa	Cremona	CR	380	690	196,25
Calabria	Crotone Power Development	Crotone	KR	390	700	201,42
Lombardia	Entergy	Filago	BG	800	1.450	413,17
Puglia	Foggia Energia	Foggia	FG	400	700	206,58
Emilia Romagna	Atel Centrale Elettrica Forli	Forli	FO	790	1.370	408,00
Abruzzo	Energetica del Trigno	Lentella	CH	400	750	206,58
Lombardia	Energheia	Limite di Pioltello (riqualificazione centrale)	MI	240	480	123,95
Veneto	West Energy	Loreo	RO	800	1.400	413,17
Piemonte	Atel centrale el. Magliano Alpi	Magliano Alpi	CN	1.100	1.750	568,10
Campania	Energia Spa	Marcianise	CE	375	670	193,67
Calabria	Ansaldo Energia ( due soc.)	Melicucco	RC	760	1.356	392,51
Calabria	Mileto Energie	Mileto	VV	800	1.400	413,17
Friuli Venezia Giulia	Endesa Italia	Monfalcone	GO		Modifica	
Veneto	Euganea Energia	Montecchio Maggiore	VI	760	1.350	392,51
Molise	Aceaelectrabel e Horizon E. D.	Montenero di Bisaccia	CB	400	700	206,58
Piemonte	Morano Energia	Morano sul Po	AL	800	1.400	413,17
Lombardia	Ansaldo Energia (tre soc.)	Offlaga	BS	780	1.390	402,84
Lombardia	Endesa Italia	Ostiglia	MN	450	600	232,41
Lazio	Edison	Piedimonte San Germano	FR	400	720	206,58
Basilicata	Energia Spa	Pisticci	MT	750	1.350	387,34
Lazio	Pomezia Energia	Pomezia	RM	400	750	206,58
Lazio	Pontinia Power	Pontinia	LT	400	750	206,58
Veneto	Enel Produzione	Porto Tolle	RO		Modifica	
Campania	Ecofuture	Presenzano	CE	400	685	206,58
Lazio	Roma Energia	Roma	RM	800	1.435	413,17
Basilicata	Calpine e Egl Ag	Salandra	MT	400	700	206,58
Campania	Energy Plus	Salerno	SA	780	1.370	402,84
Calabria	Calabria Energia	San Ferdinando	RC	400	750	206,58
Toscana	Enel Produzione	Santa Barbara	AR	390	700	201,42
Lombardia	Edipower	Sermide	MN	640	1.400	330,53
Piemonte	Elettra Gll	Settimo Torinese	TO	400	750	206,58
Lombardia	Aem Cremona (quattro soc.)	Spinadesco	CR	400	750	206,58
Lombardia	Atel	Stezzano	BG	400	750	206,58
Lombardia	Endesa Italia	Tavazzano (continuazione dell'esercizio della Sezione 7)	LO	320	800	165,27
Lombardia	Endesa Italia	Tavazzano (due nuovi moduli a ciclo combinato)	LO	800	1.400	413,17
Lombardia	Centrale Orobica	Treviglio	BG	400	700	206,58
<b>TOTALE</b>			<b>45</b>	<b>24.275</b>	<b>44.206</b>	<b>12.536,99</b>

Fonte: elaborazioni su dati del ministero delle Attività produttive aggiornati al 17 febbraio 2004

ti gli impianti, per un investimento di almeno 1 miliardo di euro (2 mila miliardi di lire), con in prima fila la centrale termoelettrica di Brindisi nord, della quale sono stati autorizzati numerosi interventi: dall'ambientalizzazione di due gruppi a carbone, con l'installazione degli impianti di denitrificazione, all'installazione di un nucleo di produzione a ciclo combinato, alimentato a gas metano.

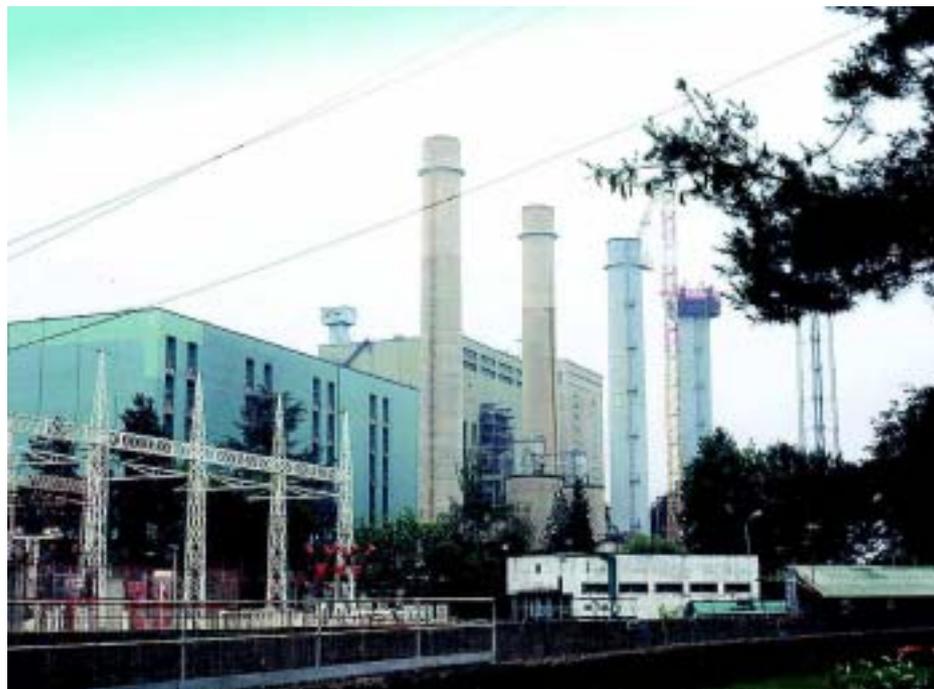
Trasformazioni in cicli combinati alimentati a gas metano sono poi in corso per la centrale di Sermide (MN), da 640 megawatt, trasformazioni che entro la fine del primo semestre 2004 dovrebbero interessare due dei quattro gruppi esistenti, ma anche quella di Chivasso, dove nei primi mesi del 2005 la vecchia centrale (alimentata prima a carbone e poi ad olio combustibile) lascerà il posto a un impianto di nuovo tipo, così come per la centrale di Piacenza, dove per il 2005 è prevista la trasformazione di due gruppi attualmente alimentati ad olio combustibile.

### Riattivazioni di emergenza

Parallelamente Enel, che non può aumentare la propria offerta (e quindi costruire nuove centrali), ma deve anzi diminuirla, si segnala anche per una serie di riattivazioni di impianti, per rispondere all'emergenza in corso.

Gli interventi – comunica Enel – consistono innanzitutto nella riattivazione di una serie di impianti dismessi, per assicurare entro la metà del 2004 una capacità complessiva di 1.200 megawatt, con un investimento di circa 25 milioni di euro (oltre 48 miliardi di lire).

In particolare si prevede di riattivare in



tre mesi l'impianto di Campomarino (CB) con 88 megawatt di capacità; in cinque mesi quelli di Maddaloni (CE), 88 megawatt, e Carpi (MO), 176 megawatt; in sette mesi dovrebbe essere riattivato l'impianto di Camerata Picena (AN), 104 megawatt, mentre in circa un anno quelli di Larino (CB), 246 megawatt, Giugliano (NA), 176 megawatt, Montalto (VT), 240 megawatt, e Ales-

sandria (AL), 88 megawatt.

A questo si associa la decisione di anticipare la realizzazione della centrale a ciclo combinato alimentato a gas naturale di Santa Barbara (AR) della capacità di circa 390 megawatt, per cui è stata richiesta l'autorizzazione e che potrebbe essere completata in 24 mesi con un investimento complessivo di circa 170 milioni di euro (329 miliardi di lire).



EnelPower PORTO CORSINI



## Duemila chilometri di rete ancora sulla carta

Per quanto riguarda la rete di trasmissione nazionale, cioè quella ad alta e ad altissima tensione, l'ultimo piano di sviluppo presentato dal Grtn – attualmente all'esame delle Regioni e del ministero delle Attività produttive – prevede investimenti per 450 milioni di euro (circa 871 miliardi di lire) nel triennio 2004- 2006, e 1.250 milioni di euro (2.420 miliardi di lire) per gli interventi a medio-lungo termine, da completare dopo il 2006.

Il tutto per costruire oltre 1.900 chilometri di nuovi elettrodotti, 51 nuove stazioni e 12.700 megawatt di incremento della potenza di trasformazione, che dovrebbero rendere la rete di trasmissione adeguata al crescere della domanda, oltre a sviluppare le linee nel Mezzogiorno, potenziare le interconnessioni con l'estero e ridurre le strozzature.

Il condizionale è d'obbligo, così come sono di massima le stime sui costi, perchè in realtà fra l'ipotesi di progetto e la soluzione effettiva possono passare anni di tempo, così come la reale definizione dei tracciati (e quindi i costi).

Lo dimostra il fatto che nemmeno la Legge obiettivo è riuscita fino ad ora a sbloccare la situazione, perchè i progetti

non possono essere presentati al Cipe se prima non sono definiti – cioè senza sapere dove passa esattamente l'elettrodotto e dove si realizza il singolo traliccio –, un fatto che comporta un lungo iter amministrativo preliminare presso i singoli enti locali.

### Mancano i progetti per la Legge obiettivo

Una conferma della difficoltà di realizzare gli interventi viene dal ministero delle Infrastrutture, dove si negano ritardi per le grandi opere elettriche inserite nella Legge obiettivo, ammettendo però che non si è fatto ancora molto, ma perchè mancano i progetti.

Eppure l'elenco approvato dal Cipe il 21 dicembre 2001 comprende numerosi interventi importanti: due collegamenti per potenziare l'interconnessione con i paesi confinanti, superando le attuali limitazioni agli scambi di energia; il collegamento per potenziare l'interconnessione tra la Sardegna e il continente e consentire di partecipare con minori vincoli al processo di liberalizzazione del mercato elettrico; sette elettrodotti per potenziare il sistema di trasmissione nazionale; dieci nuove stazioni di trasformazione e relativi raccordi alle reti, per alimentare adeguatamente le reti a tensione inferiore e migliorare la

qualità del servizio; tre raccordi di rete a stazioni esistenti.

Si tratta di interventi per i quali sono previsti investimenti per quasi 775 milioni di euro, cioè circa 1.500 miliardi di lire, tutti finanziati dagli utilizzatori della rete e quindi senza alcun onere per lo Stato (come già sottolineato, per l'elettrico non ci sono problemi di soldi), che fanno parte del Programma triennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale presentato dal Grtn nel gennaio 2001, inseriti nella Legge obiettivo proprio perchè, come avviene anche in altri settori, le procedure accelerate possano consentire la realizzazione nei tempi previsti.

### Primi passi per i progetti della Legge obiettivo

Tra i diversi interventi della Legge obiettivo, ricompresi poi nel Programma triennale del 2004, nessuno è stato ancora approvato, anche se alcune stazioni di trasformazione e dei raccordi sono state realizzate senza utilizzare le procedure della legge, ma due collegamenti dovrebbero andare al Cipe entro marzo: l'elettrodotto Turbigio-Rho, con il quale si dovrebbe consentire la piena produzione delle centrali di Turbigio e Roncovalgrande e delle nuove centrali come quella di Ferrera Erbognone (PV), e il tratto San Fiorano-Robbia della linea di interconnessione con la Svizzera, che dalla Valtellina scende verso Milano e si collega ai grandi elettrodotti lombardi che si diramano poi in tutta l'Italia.

Per quest'ultimo, sbloccato dopo otto anni di discussioni, le perplessità delle comunità locali sono state superate da tre azioni contemporanee: un nuovo progetto del tracciato, concordato fra il Grtn e i comuni interessati; un piano di razionalizzazione della rete elettrica della Lombardia nord-orientale, che riduce e modifica le linee esistenti; il finanziamento di un piano di mitigazione dell'impatto socio-ambientale dell'opera, realizzato grazie alla collaborazione della Raetia Energie, l'operatore elettrico svizzero alle cui linee verrà allacciato l'elettrodotto italiano. L'entrata in



**Interventi di sviluppo della rete di trasmissione nazionale inseriti nella Legge obiettivo**

<b>Regione</b>	<b>Località o tratto</b>	<b>Infrastrutture</b>	<b>Situazione al febbraio 2004</b>
<b>Lombardia</b>	San Fiorano - Robbia (Svizzera)	Tratto italiano, di 36 km, della linea 380 kV (1)	Di prossima presentazione al Cipe
<b>Veneto</b>	Cordignano - Lienz (Austria)	Tratto italiano, di 80 km, della linea 380 kV	In corso l'identificazione del tracciato migliore
<b>Sardegna</b>	Mare Tirreno	Collegamento sottomarino in corrente continua (2)	È in corso la gara per l'affidamento del pre-Survey marino del tracciato proposto
<b>Lombardia</b>	Turbigo (MI) - Bovisio (MI)	Linea da 380 kV, di 27 km, per superare i limiti sui transiti in Lombardia e nell'area di Milano	In attesa dell'invio al Cipe per la conclusione
<b>Veneto</b>	Venezia Nord - Cordignano (TV)	Linea da 380 kV, di 60 km, per alimentare le stazioni di trasformazione di Udine Ovest, Cordignano (TV) e Sandrigo (VI) e quelle future di Montecchio (VI) e Vedelago (TV)	Sono in corso colloqui per l'identificazione del tracciato più idoneo
<b>Toscana</b>	La Spezia - Acciaiolio (LI)	Linea 380 kV con interventi sulla linea esistente per rimuovere le attuali limitazioni all'esercizio (3)	Il procedimento autorizzativo è sospeso, per un procedimento pendente
<b>Toscana</b>	Santa Barbara (AR) Tavarnuzze (FI) Casellina (FI) (4)	Linea da 380 kV, di 40 km, che insieme alla stazione di Casellina consentirà di eliminare le attuali limitazioni di esercizio sulla direttrice Poggio a Caiano (PO)-Tavarnuzze- Calenzano (FI)	In attesa dell'emissione del Decreto di Valutazione d'impatto ambientale. I ter in corso di tipo "tradizionale" perchè già molto avanti
<b>Toscana</b>	Poggio a Caiano (PO) Roma e Montalto di Castro (VT) Suvereto (LI), presso Grosseto	Raccordi tra le linee 380 kV per migliorare gli scambi in sicurezza tra le aree Centro-Nord e Centro-Sud	Opere autorizzate con procedura ordinaria. I lavori sono iniziati
<b>Basilicata</b>	Matera - Santa Sofia (CE)	Linea 380 kV da completare, per il trasferimento in sicurezza verso la Campania dell'energia prodotta	Autorizzata con Dpr 13 febbraio 2004. I lavori al via entro 3 mesi per terminare entro 12.
<b>Calabria</b>	Rizziconi (RC) - Laino (CS)	Linea da 380 kV, di 210 km, per l'affidabilità della rete in Calabria e gli scambi Sicilia - Continente	In fase di realizzazione; si stanno anche valutando possibili varianti al tracciato
<b>Veneto</b>	Montecchio (VI)	Stazione di trasformazione 380/130 kV	In attesa di impegno del produttore
<b>Veneto</b>	Vedelago (TV)	Stazione di trasformazione 380/130 kV	È in corso la Conferenza dei servizi e si è tenuta la prima riunione il 5 settembre 2003
<b>Emilia Romagna</b>	Carpi Fossoli (MO)	Stazione di trasformazione 380/130 kV	Il 25 luglio 2002 si è conclusa la Conferenza dei Servizi con esito positivo
<b>Toscana</b>	Santa Barbara (AR) (4)	Stazione di trasformazione 380/220 kV	
<b>Toscana</b>	Casellina (FI) (4)	Stazione di trasformazione 380/130 kV	Autorizzazioni in corso. In attesa del parere favorevole di VIA
<b>Marche</b>	Abbadia (MC)	Stazione di trasformazione 380/130 kV per l'aumento dei carichi tra Ancora e Ascoli Piceno ed evitare la costruzione di nuove linee a 132 kV	Contatti in corso
<b>Umbria</b>	Villavalle (TN)	Stazione di trasformazione 380/130 kV	Già stata costruita e attualmente in servizio.
<b>Campania</b>	Striano (NA)	Stazione di trasformazione 380/220/150 kV	La Conferenza dei servizi è stata chiusa il 10 dicembre 2003
<b>Calabria</b>	Feroleto (CZ)	Stazione di trasformazione 380/150 kV	Progetto di massima completato. Autorizzato. Richiesta di offerta tecnico-economica
<b>Umbria</b>	Pietrafitta (PG)	Stazione di trasformazione 220/130 kV	Costruzione completata e già in servizio
<b>Calabria</b>	Laino (CS)	Raccordi alla stazione di trasformaz. 380/220/150 Kv	
<b>Sicilia</b>	Paternò (CT) (5)	Raccordi alla stazione di trasformaz. 380/150 kV	Autorizzazione a novembre 2003. Costruzione in corso
<b>Sardegna</b>	Villasor (CA)	Raccordi alla stazione di trasformaz. 220/150 kV	È allo studio il progetto di fattibilità. Domanda di autorizzazione sarà presentata entro 2004.

**Note**

- (1) Lo studio della linea è stato finanziato dall'Unione europea nell'ambito del Programma TEN-Energy.
- (2) In data 26/10/2001 è stato emesso il bando di gara relativo allo studio di valutazione tecnico-economica e di inserimento ottimale nel sistema elettrico italiano di un nuovo collegamento in corrente continua tra la Sardegna e il Continente.
- (3) Un'ordinanza del Tribunale di Pisa del 1996 prevede che la linea possa essere messa in servizio solo in condizioni di emergenza e per un numero limitato di giorni all'anno.
- (4) Intervento previsto dal "Protocollo di intesa" sottoscritto tra la Regione Toscana e l'ENEL nel febbraio 2000.
- (5) La stazione è stata completata prima del 2001, ma non può entrare in servizio per la mancanza dei relativi raccordi 150 kV.

Fonte: elaborazione da delibera Cipe del 21 dicembre 2001, allegato 4, aggiornata con dati del Grtn al febbraio 2004

esercizio è prevista per l'anno 2005. Autorizzati con procedura ordinaria sono invece i lavori, già iniziati, per la realizzazione dei raccordi tra le linee a 380 kV Poggio a Caiano-Roma Nord e Montalto di Castro-Suvereto (9 chilometri in doppia terna), che consentiranno di migliorare gli scambi in sicurezza tra le aree Centro-Nord e Centro-Sud.

Alcuni progetti sono in fase di sviluppo, come l'elettrodotto internazionale che fa capo alla stazione di trasformazione di Vedelago, in Veneto.

Altri ancora invece sono effettivamente indietro, come il collegamento di Striano, presso Napoli, molto contestato, per il quale si stanno studiando alcuni tratti d'interramento; oppure, sempre per servire l'area napoletana, il completamento della linea Matera-Napoli Santa Sofia, essenziale per aumentare la quantità di energia importata dalla Grecia e aumentare la produzione del polo di Brindisi e di Rossano Calabro.

### L'elettrodotto di Matera

Il caso dell'elettrodotto Matera-Santa Sofia è particolarmente significativo e mostra come le grandi infrastrutture nazionali possano essere bloccate per anni da specifici problemi locali: l'elettrodotto dalla Puglia alla Campania, lungo 207 chilometri, non è utilizzabile perché manca, da quasi dieci anni, un tratto di sette chilometri nell'area di Matera, tra i comuni di Barile, Melfi e Rapolla. Forse oggi si intravede uno spiraglio,

Enel ITALIA-GRECIA



Posa in mare del cavo

grazie alla definizione di un protocollo d'intesa tra la società che realizza l'opera (Terna Spa, del gruppo Enel), le amministrazioni interessate e la regione Basilicata. Il protocollo prevede che Terna ottenga dalla Regione le autorizzazioni per la realizzazione della cosiddetta "piccola variante" provvisoria che attraversa i tre comuni, permettendo così l'immediato completamento dell'opera e il funzionamento della linea; contemporaneamente è prevista l'attivazione delle procedure per lo spostamento definitivo dell'elettrodotto a valle dei centri abitati.



Enel ITALIA-GRECIA

### Italia-Grecia, l'ultima grande opera realizzata

L'ultima grande opera della rete nazionale è stata però inaugurata il 9 luglio 2002: un elettrodotto di circa 300 chilometri tra la Puglia e l'Epiro, in Grecia, con un tratto di 163 chilometri fra Otranto e Aetos, costituito da un cavo posato sul fondale marino, fino alla profondità record di mille metri (mai raggiunta fin'ora, nel mondo, per opere di questo tipo).

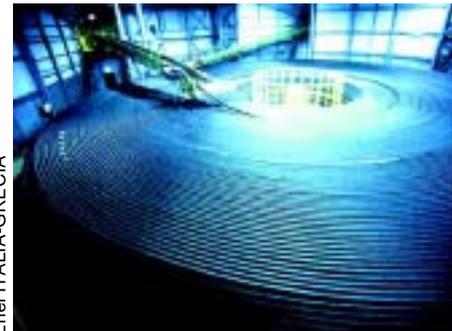
L'elettrodotto, di proprietà di Terna spa e dell'Ente elettrico greco (Ppc Public Power Corporation) e realizzato da Enelpower, ha una capacità di 500 megawatt ed è costato 339 milioni di euro (circa 650 miliardi di lire), di cui 262 a carico dell'Italia e 77 della Grecia; l'Unione europea, che ha inserito il progetto tra quelli prioritari, ha partecipato alla realizzazione con un contributo di circa il 40 per cento del costo (131 milioni di euro).

Il cavo realizza un progetto di valenza strategica per l'Unione, perché è la prima connessione diretta fra l'Europa Occidentale e la Grecia, ma soprattutto estende la rete comunitaria verso i Paesi balcanici e il Medio Oriente, consentendo di accedere a nuovi potenziali mercati dove l'energia elettrica ha un prezzo potenzialmente più basso perché, come in Grecia e nei Balcani, viene prodotta da lignite o da idroelettrico; inoltre, attraverso il collegamento Grecia-Turchia, la cui realizzazione è prevista intorno al 2005, sarà possibile anche l'interconnessione con i Paesi del Medio Oriente. ■

Galatina. Moduli di conversione



Otranto. Particolare del cavo sottomarino



Enel ITALIA-GRECIA