

Testo risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con deliberazione 18 ottobre 2005, n. 220/05

Deliberazione 7 ottobre 2005

Misure per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica per l'anno 2006 (deliberazione n. 212/05)

L'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 7 ottobre 2005

Visti:

- gli articoli 1 e 2, commi 12, lettere c) e h) e 20, lettera a), della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- l'articolo 23 della direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio in data 26 giugno 2003 (di seguito: direttiva 2003/54/CE);
- l'articolo 1, comma 8, lettera a), punto 6), e comma 11 della legge 23 agosto 2004, n. 239 (di seguito: legge n. 239/04);
- il Documento di programmazione economico-finanziaria per gli anni 2006-2009 (di seguito: DPEF 2006-2009) ed, in particolare, il paragrafo V.4;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 26 maggio 1999, n. 78/99, e successive modificazioni ed integrazioni (di seguito: deliberazione n. 78/99);
- la deliberazione dell'Autorità 9 febbraio 2005, n. 19/05 (di seguito: deliberazione n. 19/05);
- la deliberazione dell'Autorità 18 febbraio 2005, n. 25/05 (di seguito: deliberazione n. 25/05);
- la deliberazione dell'Autorità 24 marzo 2005, n. 50/05 (di seguito: deliberazione n. 50/05);
- la deliberazione 4 agosto 2005, n. 175/05 (di seguito: deliberazione n. 175/05);
- la deliberazione 4 agosto 2005, n. 176/05 (di seguito: deliberazione n. 176/05).

Visti:

- il documento per la consultazione approvato dall'Autorità in data 5 maggio 2005 recante "Misure per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e nel mercato per il dispacciamento" (di seguito: documento per la consultazione 5 maggio 2005);
- il documento per la consultazione approvato dall'Autorità in data 4 agosto 2005 recante "Misure per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso

dell'energia elettrica tese alla riduzione del grado di interesse ad esercitare il potere di mercato" (di seguito: documento per la consultazione 4 agosto 2005).

Visti:

- la lettera della società Enel produzione Spa (di seguito: Enel) in data 14 settembre 2005 (prot. Autorità n. 21617 in data 22 settembre 2005) in adempimento degli obblighi informativi posti con deliberazione n. 176/05 (di seguito: lettera 14 settembre 2005);
- la lettera della società Endesa Italia (di seguito: Endesa) in data 19 settembre 2005 (prot. Autorità nn. 21306 e 21308 in data 20 settembre 2005) in adempimento degli obblighi informativi posti con deliberazione n. 176/05;
- la lettera della società Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale Spa (di seguito: il Gestore della rete) in data 6 ottobre 2005 (prot. Autorità n. 23233 in data 7 ottobre 2005) in adempimento degli obblighi informativi posti con deliberazione n. 176/05 (di seguito: lettera 6 ottobre 2005).

Considerato che:

- ai sensi della legge n. 481/95, l'Autorità promuove la concorrenza e l'efficienza nell'offerta dei servizi di pubblica utilità, in particolare nel settore dell'energia elettrica, potendo, in relazione ed in proporzione alle problematiche generali in concreto accertate, sia adottare misure ed interventi necessari per rimuovere situazioni strutturali ostative, sia stimolare, tramite apposite segnalazioni, gli interventi repressivi dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato in rapporto a specifiche condotte individuali anomale;
- le misure e gli interventi di cui al precedente alinea debbono essere graduati in ragione delle effettive, congiunturali, esigenze di supporto al processo di promozione della concorrenza senza dar luogo a forme surrettizie di alterazione in via amministrativa delle dinamiche di mercato; e che tali misure ed interventi possono consistere sia in prescrizioni di carattere normativo (direttive agli esercenti sulle modalità di erogazione dei servizi), sia di carattere individuale-cautelare (ordini di cessazione dei comportamenti lesivi dei diritti degli utenti), da selezionare nel caso concreto in rapporto alle caratteristiche della situazione ostativa della dinamica concorrenziale;
- la citata disposizione della legge n. 239/04, nel prevedere che lo Stato, anche attraverso l'Autorità, adotta misure volte a garantire l'effettiva concorrenzialità del mercato elettrico, richiama e ribadisce in via ricognitiva e rafforza le predette attribuzioni dell'Autorità volte a promuovere la concorrenza nel settore energetico;
- il suddetto quadro normativo appare, nei contenuti rappresentati, già aderente alle richiamate disposizioni della direttiva 2003/54/CE quanto, soprattutto, al profilo della istituzione di una autorità di regolamentazione investita del compito di assicurare quantomeno la non discriminazione, l'effettiva concorrenza e l'efficace funzionamento del mercato elettrico;
- l'articolo 11, della legge n. 239/04 prevede che, ai sensi dell'articolo 2, comma 21, della legge n. 481/95, il Governo indichi all'Autorità, nell'ambito del documento di programmazione economico-finanziaria, il quadro di esigenze di

sviluppo dei servizi di pubblica utilità nei settori dell'energia elettrica e del gas che corrispondono agli interessi generali del Paese;

- nel DPEF 2006-2009 si indica che, al fine di contenere l'aumento delle tariffe e dei prezzi dei servizi di pubblica utilità, occorre agire *“attraverso le liberalizzazioni dei mercati e l'aumento della concorrenza”*.

Considerato, inoltre, che:

- l'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica recentemente condotta dall'Autorità congiuntamente con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato e pubblicata con deliberazione n. 19/05 (di seguito: indagine congiunta) ha rilevato che il mercato rilevante dell'energia elettrica all'ingrosso è suddiviso in quattro mercati geografici rilevanti, detti macrozone (Nord, Macrosud, Sardegna e Sicilia) composte, a loro volta, da una o più zone di mercato e da poli di produzione limitata;
- come comunicato all'Autorità dal Gestore della rete ai sensi della deliberazione n. 176/05, la prevista entrata in esercizio per l'anno 2006 dell'elettrodotto in altissima tensione Rizziconi-Laino, modificando significativamente il limite di trasporto tra il polo di produzione limitata di Rossano Calabro e la zona Calabria e quello tra la zona Calabria e la zona Sicilia, porta di fatto ad una semplificazione dell'attuale struttura zonale con la sostanziale eliminazione del polo di produzione limitata di Rossano Calabro mediante accorpamento del medesimo nella zona Calabria;
- l'indagine congiunta ha evidenziato che il quadro strutturale del mercato dell'energia elettrica all'ingrosso era per l'anno 2004, e presumibilmente sarebbe stato anche negli anni successivi, caratterizzato dalla presenza di un operatore, Enel, con esteso potere di mercato, seppure con grado diverso, in tutte e quattro le macrozone, nonché dalla presenza di un operatore, Endesa, con potere di mercato nella macrozona Sardegna;
- le risultanze dell'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso di energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento condotta dalla Direzione energia elettrica dell'Autorità sulla base degli indicatori della deliberazione n.50/05 hanno confermato la permanenza delle criticità relative, per l'anno 2005, alla presenza di operatori con esteso potere di mercato nell'offerta di energia elettrica;
- con la lettera 6 ottobre 2005, il Gestore della rete ha fornito dati relativi alla capacità produttiva nazionale che evidenziano la presenza di operatori con potere di mercato perduri anche per l'anno 2006, sebbene in misura minore rispetto a quanto posto in evidenza dall'indagine congiunta relativa all'anno 2004;
- l'indagine congiunta ha, altresì, concluso che il grado del potere di mercato unilaterale detenuto da un operatore è misurabile strutturalmente, soprattutto nei mercati rilevanti in cui non vi siano situazioni di duopolio, in termini di indispensabilità dell'offerta dell'operatore medesimo a soddisfare la domanda di energia elettrica nel singolo mercato geografico, a prescindere dal comportamento degli altri operatori;
- un operatore di mercato indispensabile a soddisfare la domanda di energia elettrica (di seguito: operatore pivotale) opera di fatto in condizioni di

monopolio nelle ore e nei mercati geografici in cui è indispensabile, potendo quindi fissare il prezzo dell'energia elettrica nei mercati a pronti ed a termine, indipendentemente dal comportamento dei concorrenti;

- l'esperienza maturata a partire dall'avvio del dispacciamento di merito economico e dall'inizio della operatività della Borsa dell'energia elettrica (dall'1 aprile 2004) mostra come il mercato abbia fino ad oggi risentito significativamente delle sopra descritte anomalie strutturali, come rilevato nella deliberazione n. 25/05 di chiusura delle istruttorie conoscitive sulle dinamiche di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte, rispettivamente nei giorni compresi tra il 7 ed il 10 giugno 2004 e nei primi giorni del mese di gennaio 2005;
- l'analisi svolta nell'ambito delle istruttorie conoscitive di cui al precedente alinea mostra come:
 - a) nei giorni critici di giugno 2004 e gennaio 2005 siano stati registrati livelli di prezzo eccezionalmente elevati e non riconducibili a specifiche situazioni congiunturali quali, ad esempio, un consistente incremento della domanda di energia elettrica o un improvviso aumento (*shock*) dei costi di produzione;
 - b) le anomalie di prezzo registrate, anche in termini di variabilità dei prezzi relativi tra mercati geografici rilevanti, siano conseguenti a modifiche della strategia di offerta di Enel che, sfruttando il potere di mercato detenuto in tutti i mercati geografici rilevanti, ha fissato il prezzo nella maggior parte delle ore a livelli superiori a quello atteso in un contesto concorrenziale.

Considerato, inoltre, che:

- nei mercati geografici in cui esiste l'operatore pivotale viene quindi meno il presupposto fondante necessario per il funzionamento di qualsiasi mercato quale fattore auto-disciplinante i comportamenti degli operatori in tale contesto: la concorrenza tra diversi operatori nel soddisfare la domanda di energia elettrica;
- in assenza del richiamato fattore auto-disciplinante, tipico dei mercati concorrenziali, l'obiettivo intrinseco di ogni impresa alla massimizzazione dei propri profitti derivanti dall'esercizio dell'attività imprenditoriale comporta automaticamente una tendenza dell'impresa a praticare un aumento dei prezzi al di sopra dei livelli ottenibili da un mercato concorrenziale, sia nelle negoziazioni a pronti che in quelle a termine;
- l'aumento dei prezzi, in contesti di mercato scarsamente concorrenziali, risulta essere superiormente limitato unicamente da considerazioni ultronee alle dinamiche concorrenziali quale, ad esempio, la sostenibilità socio-economica e politica dei prezzi praticati; e che detta limitazione risulta essere altamente variabile, discrezionale e costituisce pregiudizio per la stabilità delle attività d'impresa degli operatori e per gli investimenti nell'intero settore elettrico; e che la scarsa concorrenzialità in un contesto siffatto va anche a sostanziale detrimento della tutela di consumatori ed utenti quanto a livelli di efficienza nei servizi di pubblica utilità;
- conseguentemente, la presenza di un operatore pivotale rappresenta un elemento strutturale ostativo che, come detto ai precedenti alinea, occorre rimuovere per dar modo alle dinamiche concorrenziali di esplicare i propri effetti nel settore elettrico quanto a contenimento di prezzi e tariffe dell'energia elettrica;

- la presenza di un operatore simultaneamente pivotale in più macrozone costituisce grave pregiudizio alla concorrenzialità nel mercato elettrico nazionale rispetto alla situazione di eventuali operatori che risultano pivotali in una sola macrozona;
- l'esercizio del potere di mercato può portare non solo a rilevanti trasferimenti di ricchezza dai consumatori ai produttori e tra i produttori, ma anche a rilevanti inefficienze produttive ed allocative, a sensibili inefficienze nella determinazione del livello ottimale di nuova capacità produttiva ed alla localizzazione della medesima, nonché alla destabilizzazione degli investimenti di operatori terzi nell'attività di produzione di energia elettrica.

Considerato, inoltre, che:

- sin dal 2001 l'Autorità ha condotto varie iniziative di consultazione (si vedano i documenti 7 agosto 2001, 27 febbraio 2002, 4 giugno 2003, 30 gennaio e 23 novembre 2004) in ordine ad alcuni provvedimenti attuativi per la promozione della concorrenza nell'offerta di energia elettrica; e che alcuni degli interventi ivi previsti erano compatibili con l'assetto allora amministrato del settore elettrico (vale a dire quell'assetto in cui il dispacciamento era organizzato con criteri diversi da quello di merito economico) e sono stati implementati nella misura in cui essi servivano allo scopo; e che altri interventi, invece, erano solo tratteggiati in vista della loro piena applicabilità una volta intervenuto il dispacciamento di merito economico con il conseguente avvio della Borsa elettrica e una volta noto il funzionamento del sistema elettrico nazionale in presenza di meccanismi compiuti di mercato;
- nel documento per la consultazione 5 maggio 2005 l'Autorità ha illustrato, tra l'altro, le diverse famiglie di strumenti con cui è possibile intervenire per ridurre il grado d'interesse del produttore ad esercitare il proprio potere di mercato;
- le risposte al documento per la consultazione 5 maggio 2005 hanno segnalato quale strumento più opportuno per ridurre il grado d'interesse del produttore ad esercitare il proprio potere di mercato l'obbligo a cedere capacità produttiva virtuale (di seguito: VPP, acronimo in lingua inglese di *Virtual Power Plant* con cui tale strumento viene solitamente denominato, assieme alle sue varianti, nella letteratura tecnico-economica settoriale), vale a dire a concludere contratti nei quali il cedente trasferisce all'acquirente l'eventuale beneficio derivante dalla realizzazione di prezzi elevati nella Borsa eventualmente formatasi grazie all'esercizio del potere di mercato dell'operatore pivotale ed alla sua capacità di fissare i prezzi;
- viste le risposte degli operatori al citato documento per la consultazione, l'Autorità ha specificato con il documento per la consultazione 4 agosto 2005 una proposta dettagliata di attuazione dell'obbligo di cessione di VPP da implementarsi per l'anno 2006 nel settore elettrico nazionale;
- le risposte al documento per la consultazione 4 agosto 2005, ad eccezione di quelle prodotte da Enel, Endesa e dall'associazione esponenziale degli interessi dei produttori cui pure le predette società aderiscono, hanno per la maggior parte condiviso lo schema proposto;
- l'obbligo di cessione di VPP è uno strumento per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica teso alla riduzione

dell'interesse degli operatori pivotali ad esercitare il proprio potere di mercato nei mercati a pronti ed a termine; e che tale strumento può essere tarato, quanto ai volumi di capacità produttiva sottesi, proporzionalmente e dinamicamente in ragione delle transazioni nel mercato a termine che l'operatore pivotale dovesse stipulare anteriormente all'effettuazione delle cessioni di VPP;

- la cessione di VPP da un lato rende parte dei ricavi dell'operatore non correlata ai prezzi di Borsa, sterilizzando di conseguenza l'interesse del cedente, relativamente alla quantità contrattuale, a presentare offerte in Borsa con prezzi superiori al cd. corrispettivo di esercizio o *strike price* e, dall'altro, riduce sensibilmente la capacità dell'operatore di determinare in maniera unilaterale il prezzo dell'energia elettrica offerta nelle negoziazioni a termine;
- per quanto esposto al precedente alinea, impegni contrattuali di cessione di energia elettrica a termine dell'operatore pivotale, una volta assunti, producono effetti analoghi ai VPP in termini di riduzione dell'incentivo ad esercitare il potere di mercato nei mercati a pronti, qualora, in particolare, la quantità contrattuale non dipenda dal prezzo realizzato nella Borsa oppure essa dipenda dal prezzo di Borsa solo nei limiti in cui detto prezzo sia o meno superiore a valori che riflettano il costo variabile di produzione effettivo dell'operatore pivotale;
- un operatore pivotale non ha interesse ad esercitare il proprio potere di mercato solo se:
 - la capacità produttiva per cui risulta pivotale, al netto della capacità produttiva impegnata in contratti di cessione di energia elettrica a termine o di VPP, risulta piccola rispetto al complesso della capacità produttiva nella disponibilità dell'operatore;
 - la funzione (ordinata in senso crescente) del costo variabile delle unità di produzione nella disponibilità dell'operatore pivotale assume, per livelli di capacità superiori a quella per cui risulta pivotale, valori sensibilmente inferiori rispetto al costo variabile delle unità di produzione nella disponibilità degli altri operatori;
- l'obbligo a cedere VPP a fronte del riconoscimento da parte dell'acquirente dei medesimi di un premio annuo per la capacità produttiva modifica le attese di remunerazione da parte dell'operatore solo con riferimento alle ore per cui risulta pivotale e non nelle rimanenti ore dell'anno; infatti, il VPP è di fatto equivalente ad un contratto che preveda il pagamento da parte del cedente delle differenze positive tra prezzi di Borsa e prezzi di esercizio nelle sole ore di pivotalità a fronte di un premio effettivo pagato dall'acquirente, dedotto il valore delle differenze positive tra prezzi di Borsa e prezzi di esercizio;
- per quanto detto sopra, data la struttura dell'offerta presente nelle diverse macrozone, affinché si raggiungano condizioni in cui l'operatore pivotale adotti strategie concorrenziali, il medesimo operatore pivotale dovrebbe contrattualizzare con operatori terzi una quota di capacità produttiva di entità paragonabile a quella per cui il medesimo operatore è indispensabile per soddisfare la domanda nella macrozona, tenendo conto dei contratti già eventualmente sottoscritti;
- interventi volti a modificare l'incentivo per gli operatori pivotali ad esercitare il proprio potere di mercato, quali l'obbligo a cedere VPP, si caratterizzano, tra l'altro, per la loro flessibilità per quanto attiene alla possibilità di modulare il

dimensionamento dell'intervento nel tempo, in funzione sia delle variazioni strutturali di mercato attese (ad esempio: disponibilità di capacità produttiva dei concorrenti e capacità di trasporto dell'energia elettrica) che della posizione assunta dall'operatore sui mercati a termine (ad esempio: contratti già conclusi) distintamente in ciascuna macrozona; tutto ciò consente di garantirne la proporzionalità e la transitorietà dell'intervento regolatorio;

- la previsione che l'operatore pivotale non sia tenuto a cedere VPP qualora l'offerta ricevuta risulti inferiore ad un premio di riserva dallo stesso determinato sulla base dei suoi dati di bilancio ed applicando al capitale investito un equo tasso di remunerazione costituisce una tutela degli effetti prodotti dall'intervento sull'equilibrio economico e finanziario dell'operatore;
- l'introduzione dello strumento VPP obbliga a considerare l'articolazione della capacità produttiva virtuale in più classi o tipologie di VPP aderenti ai costi variabili delle varie tipologie di impianti in quanto, vista la caratteristica intrinseca dello strumento ed in assenza di articolazione tipologica, si potrebbe configurare la situazione in cui ad un unico tipo di VPP sia associato un corrispettivo di esercizio tale da determinare un effetto del tutto pernicioso di rialzo dei prezzi di Borsa;
- con riferimento alla macrozona Sardegna, l'entità della posizione pivotale di Endesa, come rilevata dall'indagine congiunta, è destinata a ridursi con l'entrata in servizio nei primi mesi dell'anno 2006 di nuova capacità produttiva nella disponibilità di un operatore diverso da Endesa e non riconducibile a quest'ultima società;
- ancora con riferimento alla macrozona Sardegna, la situazione sostanzialmente duopolistica nella produzione di energia elettrica sull'isola consiglia di utilizzare strumenti per il controllo dell'esercizio del potere di mercato diversi dalla cessione di VPP in considerazione del fatto che la misura di pivotalità può non costituire un indicatore sufficiente a tarare l'intervento per la promozione della concorrenza in tale ambito.

Considerato, inoltre, che:

- la capacità produttiva oggetto degli impegni contrattuali assunti da Enel alla data di approvazione del presente provvedimento è stimabile, anche sulla base di quanto comunicato da Enel con lettera 14 settembre 2005, in circa 10.000 MW in tutte le ore del 2006, di cui:
 - 6.600 MW di capacità produttiva oraria impegnata da Enel in contratti con copertura con natura di opzioni sottoscritti con la società Acquirente Unico Spa;
 - 1.800 MW di capacità produttiva oraria impegnata da Enel in contratti con copertura con la società Enel Trade Spa, che agisce sulla base di mandati conferiti dai clienti finali;
 - 1.600 MW di capacità produttiva oraria destinata da Enel a contratti senza natura di opzioni sottoscritti con operatori non riconducibili ad Enel.

Considerato, infine, che:

- tenuto conto dei contratti di cui al precedente considerato, dalle analisi dei dati relativi alle pivotalità orarie per l'anno 2006 dell'unico operatore pivotale in più

di una macrozona, Enel, che si ricavano dall'elaborazione delle informazioni trasmesse dal Gestore della rete con lettera 6 ottobre 2005 e che aggiornano le stime svolte dall'Autorità nel documento per la consultazione 5 maggio 2005, si evince che, assumendo valori di transito tra macrozone derivanti da simulazioni di mercato basate sul dispacciamento ottimo degli impianti (in ragione dei loro costi variabili) ed un valore consuntivo in regime di dispacciamento di merito economico tipico delle diverse macrozone, dichiarato dal Gestore della rete nella medesima lettera, per il numero di ore di funzionamento degli impianti di punta (pari a 430 ore al Nord, 330 ore in Sicilia e 170 ore nella macrozona Sud):

- a) nella macrozona Nord, il valore di pivotalità di Enel così determinato vale circa 1600 MW;
 - b) nella macrozona Sicilia, il medesimo valore assume il livello di circa 400 MW;
 - c) nella macrozona Sud, la pivotalità di Enel è di circa 3600 MW;
- assumendo ipotesi di transito nullo tra le diverse macrozone (Nord, macroSud e macroSicilia) in modo tale da tenere in conto la variabilità dei transiti interzonalizzati attesi per il 2006 a parità di ore assunte per il funzionamento degli impianti di punta, i valori sopra richiamati sono rispettivamente:
 - a) nella macrozona Nord, negativo (quindi inesistente);
 - b) nella macrozona Sud, circa 7300 MW;
 - c) nella macrozona Sicilia, circa 200 MW;
 - ai sensi della deliberazione n. 175/05, il Gestore della rete ha richiesto di potersi avvalere per ragioni di sicurezza della quasi totalità degli impianti di produzione e pompaggio di rilevanza strategica, ad oggi nella disponibilità di Enel; e che in particolare, nella macrozona Nord, la modalità di utilizzo da parte del Gestore della rete di tali impianti potrebbe, per ragioni di mercato, incidere nel corso dell'anno 2006 in maniera tale da ridurre il livello di pivotalità detenuto da Enel in tale macrozona;

Ritenuto opportuno che al fine di rispondere alle esigenze di flessibilità manifestate dagli operatori nelle risposte al documento per la consultazione 5 maggio 2005 e per quanto precedentemente considerato, l'operatore pivotale tenuto alla cessione di VPP articoli la capacità produttiva virtuale in classi o tipologie, come individuate dall'operatore stesso in similitudine alle tipologie presenti nei contratti sottoscritti per l'anno 2006 con la società Acquirente Unico Spa; e che ciascuna delle quali sia caratterizzata da un insieme di impianti con costi variabili simili e contraddistinta da diversi livelli di premio di riserva e di corrispettivo di esercizio o *strike price*.

Ritenuto inoltre opportuno che, al fine di garantire la proporzionalità dell'intervento:

- l'eventuale obbligo alla cessione di VPP sia tarato, in ossequio a criteri di gradualità e prudenza, al livello minimo di pivotalità oraria detenuta da Enel nelle varie macrozone tenendo conto delle ipotesi assunte nei vari scenari di valutazione dei livelli di pivotalità di cui ai precedenti considerati; segnatamente:
 - a) un valore nullo nella macrozona-Nord;

- b) un livello di pivotalità pari a circa 3600 MW nella macrozona Sud;
 - c) un ammontare pari a circa 200 MW nella macrozona Sicilia;
- in considerazione dei nuovi limiti di transito comunicati dal Gestore della rete ai sensi della deliberazione n.176/05, le macrozone siano ridefinite prevedendo che la zona Calabria sia inclusa nella macrozona Sud e non più nella macrozona Sicilia;
- la quantità di VPP che l'operatore pivotale deve cedere in ciascuna macrozona debba essere commisurata in funzione del valore atteso di domanda per cui l'operatore stesso risulta indispensabile, data, tra l'altro, la capacità produttiva nella disponibilità di terzi e le importazioni e/o esportazioni attese nella/dalla macrozona;
- la quantità di VPP che l'operatore pivotale deve cedere sia effettivamente determinata tenendo anche conto degli obblighi contrattuali di fornitura di energia elettrica assunti dal medesimo operatore alla data di assegnazione degli eventuali VPP, purché la quantità contrattuale in detti obblighi non dipenda dal prezzo realizzato nella Borsa; che pertanto, l'obbligo a cedere VPP sia imposto all'operatore pivotale solo se il medesimo non abbia precedentemente assunto obblighi contrattuali che producano effetto analogo a quello atteso dalla cessione dei VPP;
- la previsione di cui al precedente alinea consente anche di tenere anche adeguatamente conto nel dimensionamento della capacità produttiva che deve essere ceduta attraverso i VPP dell'eventuale interesse da parte dell'operatore pivotale di adottare strategie concorrenziali piuttosto che esercitare il proprio potere di mercato.

Ritenuto, inoltre, opportuno che siano posti in capo al Gestore della rete obblighi informativi tali da condurre ulteriori verifiche sul grado di pivotalità degli operatori in corso d'anno 2006 e che venga rafforzata su tutte le macrozone (Nord, macroSud, Sicilia e Sardegna) l'azione di monitoraggio dell'Autorità con modalità ulteriori rispetto a quelle già vigenti ai sensi della deliberazione n. 50/05.

Ritenuto, infine, opportuno che venga modificato l'articolo 1, comma 2, della deliberazione n. 78/99, lasciando libertà alle parti circa la determinazione dei tempi di preavviso per il recesso unilaterale dal contratto di fornitura

DELIBERA

- Di approvare il seguente provvedimento:

Articolo 1 *Definizioni*

- 1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168/03, come successivamente integrato e modificato, nonché le seguenti:

- **assegnatario di capacità produttiva virtuale** è un soggetto selezionato come controparte per la stipula di un contratto per l'assegnazione di capacità produttiva virtuale in esito alle procedure concorsuali di cui all'Articolo 7;
- **contratti con copertura** sono contratti che prevedono il riconoscimento al cedente di corrispettivi non rapportati alla valorizzazione dell'energia elettrica nel sistema delle offerte, a fronte della consegna all'acquirente di energia elettrica e/o a fronte del riconoscimento al medesimo acquirente di corrispettivi rapportati alla valorizzazione dell'energia elettrica nel sistema delle offerte, inclusi i contratti di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema delle offerte;
- **contratti con copertura con natura di opzione** sono contratti con copertura che, per flessibilità concessa all'acquirente nel determinare la quantità contrattuale in ciascuna ora e per struttura dei corrispettivi, sono assimilabili ai contratti di cessione di capacità produttiva virtuale oggetto del presente provvedimento;
- **contratti con copertura senza natura di opzione** sono contratti con copertura diversi dai contratti con copertura con natura di opzione;
- **capacità di trasporto in importazione in una macrozona** è la somma delle capacità di trasporto in importazione nelle zone appartenenti alla macrozona dalle zone contigue non appartenenti alla medesima macrozona;
- **Endesa** è la società Endesa Italia Spa, o suoi aventi causa quali cessionari di capacità produttiva successivamente alla data di entrata in vigore del presente provvedimento;
- **Enel** è la società Enel Produzione Spa, o suoi aventi causa quali cessionari di capacità produttiva successivamente alla data di entrata in vigore del presente provvedimento;
- **mercato all'ingrosso dell'energia elettrica** è l'insieme delle negoziazioni di energia elettrica che si svolgono sia nel mercato del giorno prima e nel mercato di aggiustamento, che al di fuori dei predetti mercati organizzati;
- **CCT** è il corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto di cui alla deliberazione n. 168/03;
- **operatore non riconducibile ad Enel** è un operatore per il quale non sussiste alcun rapporto di controllo o collegamento con Enel sussumibile in una delle fattispecie declinate nell'articolo 7 della legge 10 ottobre 1990, n. 287;
- **operatore pivotale nella macrozona A** è, sulla base delle risultanze della deliberazione n. 19/05, Enel;
- **operatore pivotale nella macrozona C** è, sulla base delle risultanze della deliberazione n. 19/05, Enel o Endesa;
- **pivotalità oraria non contrattualizzata** è la pivotalità oraria non contrattualizzata di cui all'Articolo 5;
- **premio di riserva** è il valore del premio offerto al di sotto del quale Enel è sollevato dal concludere il contratto di cessione di capacità produttiva virtuale di cui all'Articolo 7;
- **unità di produzione e pompaggio strategica** è un'unità di produzione e pompaggio iscritta nell'elenco di cui all'articolo 23.1, comma 23.1.6, della deliberazione n.168/03;

- **unità di produzione rilevante termoelettrica** è un'unità di produzione appartenente ad una delle tipologie di cui all'articolo 10, comma 10.1, lettere b), c), e) e j), della deliberazione n. 168/03.

--*--

- **deliberazione n. 78/99** è la deliberazione dell'Autorità 26 maggio 1999, n. 78/99;
- **deliberazione n. 168/03** è l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168/03, come successivamente modificato e integrato;
- **deliberazione n. 47/04** è la deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2004, n. 47/04;
- **deliberazione n. 235/04** è la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2004, n. 235/04;
- **deliberazione n. 19/05** è l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 febbraio 2005, n. 19/05;
- **deliberazione n. 50/05** è la deliberazione dell'Autorità 24 marzo 2005, n. 50/05.

TITOLO 1

DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 2

Macrozone

- 2.1 Ai fini dell'applicazione delle previsioni del presente provvedimento, per macrozona si intende uno dei seguenti insiemi:
- a) macrozona A è l'aggregato della zona nord e dei poli di produzione limitata di Turbigo-Roncovalgrande e di Monfalcone, come definite nella deliberazione n. 47/04;
 - b) macrozona B è l'aggregato delle zone Sicilia e del polo di produzione limitata di Priolo, come definite nella deliberazione n. 47/04;
 - c) macrozona C è la zona Sardegna come definita nella deliberazione n. 47/04;
 - d) macrozona D è l'insieme di tutte le altre zone e dei poli di produzione limitata non già incluse nelle macrozone A, B e C e diverse dalle zone estere come definite nella deliberazione n. 47/04.

Articolo 3

Oggetto e finalità

- 3.1 Il presente provvedimento reca le disposizioni che incidono:

- a) sulla struttura dell'offerta di energia elettrica nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica per l'anno 2006;
- b) sulle condizioni contrattuali relative al recesso nei contratti di vendita a clienti idonei.

3.2 Il presente provvedimento persegue la finalità di:

- a) promuovere la concorrenza e l'efficienza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica;
- b) promuovere la tutela degli interessi di utenti e consumatori.

Articolo 4

Obbligo a concludere contratti con copertura

- 4.1 Enel conclude contratti con copertura senza natura di opzione con controparti selezionate attraverso procedure non discriminatorie, secondo quanto previsto al presente provvedimento. Tali contratti devono produrre effetti nel periodo compreso tra l'1 gennaio e il 31 dicembre 2006.
- 4.2 La capacità produttiva oraria impegnata nei contratti con copertura senza natura di opzione di cui al comma 4.1 deve essere tale da rendere non positivi, in ciascuna macrozona B e D i valori della pivotalità oraria non contrattualizzata, ordinata in merito decrescente a partire dall' n -esimo valore della medesima pivotalità.
- 4.3 Il valore assunto dal parametro n di cui al comma 4.2 è pari a 330 per la macrozona B e a 170 per la macrozona D .
- 4.4 Nel caso in cui al quindici (15) novembre 2005 la capacità produttiva oraria impegnata nei contratti con copertura senza natura di opzione non sia tale da soddisfare la condizione di cui al comma 4.2, si applicano le disposizioni di cui al Titolo 2.

Articolo 5

Pivotalità oraria non contrattualizzata

- 5.1 La pivotalità oraria non contrattualizzata di Enel per l'anno 2006 è pari, in ciascuna ora dell'anno e ciascuna macrozona, al minor valore tra la stima della capacità produttiva nella disponibilità di Enel nella macrozona e:
 - a) la domanda complessiva oraria di energia elettrica, nella macrozona, come stimata dal Gestore della rete; meno
 - b) la capacità produttiva disponibile delle unità di produzione rilevanti termoelettriche, nell'ora e nella macrozona, nella disponibilità di operatori non riconducibili ad Enel, come stimata dal Gestore della rete; meno
 - c) la produzione attesa delle unità di produzione diverse da quelle di cui alla precedente lettera b) offerte da operatori non riconducibili ad Enel, nell'ora e nella macrozona, come stimata del Gestore della rete; meno
 - d) il prodotto tra 10.000 MW ed il rapporto tra il fabbisogno di energia elettrica, nell'ora e nell'insieme di zone appartenete alla macrozona, stimato

- dal Gestore della rete ed il fabbisogno di energia elettrica, nell'ora e in tutte le zone, stimato dal Gestore della rete; meno
- e) la differenza tra la capacità produttiva di Enel considerata detraibile ed attribuita alla macrozona ai sensi dell'articolo 6, comma 6.2, ed il valore di cui alla precedente lettera d); meno
 - f) la produzione attesa, sulla base delle stime del Gestore delle rete, delle unità di produzione e pompaggio strategiche nella disponibilità dell'operatore pivotale e localizzate nella macrozona; meno
 - g) l'importazione netta dalle altre macrozone e/o Paesi esteri, come stimata con riferimento all'ora sulla base di ipotesi di dispacciamento ottimo.

5.2 Nella *Tabella 1* allegata al presente provvedimento sono riportati, per ciascuna delle macrozone B e D, i valori, ordinati in merito decrescente, assunti dalla pivotalità oraria non contrattualizzata di Enel, stimati assumendo pari a zero il valore di cui al comma 5.1, lettera e).

Articolo 6

Capacità produttiva detraibile

6.1 E' considerata detraibile ai fini del calcolo della pivotalità oraria non contrattualizzata, la capacità produttiva oraria impegnata da Enel in:

- a) contratti con copertura con natura di opzioni conclusi con l'Acquirente unico prima dell'entrata in vigore del presente provvedimento;
- b) contratti con copertura senza natura di opzioni conclusi con operatori non riconducibili ad Enel;
- c) contratti con copertura senza natura di opzioni conclusi con operatori riconducibili ad Enel, nel caso in cui l'operatore di mercato acquirente agisca sulla base di un mandato conferitogli da un utente del dispacciamento in prelievo ed in misura pari al minore tra i valori attesi dei programmi di immissione e dei programmi di prelievo che saranno presentati ai sensi dell'articolo 17 della deliberazione n. 168/03 in esecuzione dei medesimi contratti.

Ai fini della verifica delle condizioni di cui all'articolo 4, comma 4.2, i contratti di cui alle lettere b) e c) devono essere stati conclusi entro il quindici (15) novembre 2005. Ai fini della quantificazione di cui all'articolo 7, comma 7.6, i contratti di cui alle lettere b) e c) devono essere stati conclusi prima della data di svolgimento della procedura concorsuale.

6.2 La capacità produttiva considerata detraibile ai sensi del comma 6.1 è attribuita da Enel a ciascuna macrozona moltiplicando detta capacità per il rapporto tra:

- a) il fabbisogno di energia elettrica, nell'ora e nell'insieme di zone appartenente alla macrozona, stimato dal Gestore della rete;
- b) la somma dei fabbisogni di cui alla lettera a), nell'ora e nell'insieme di zone appartenenti a tutte le macrozone.

TITOLO 2 CESSIONE DI CAPACITA' PRODUTTIVA VIRTUALE

Articolo 7

Obbligo a concludere contratti di cessione di capacità produttiva virtuale

- 7.1 Enel conclude contratti di cessione di capacità produttiva virtuale nelle macrozone B e D con controparti selezionate attraverso una o più procedure concorsuali, eventualmente articolate in sessioni multiple per la cessione di quote della capacità produttiva virtuale. Detti contratti vincolano Enel al rispetto degli obblighi di cui al presente provvedimento.
- 7.2 I contratti di cessione di cui al comma 7.1 devono produrre effetti nel periodo compreso tra l'1 gennaio e il 31 dicembre 2006. Enel può offrire alle potenziali controparti opzioni di rinnovo degli obblighi contrattuali per i due anni successivi al 2006, fatti salvi i criteri di selezione delle controparti previsti dal presente provvedimento.
- 7.3 Enel definisce uno o più schemi di contratto di cessione di capacità produttiva virtuale ed uno schema di regolamento d'asta per la stipula dei medesimi contratti nell'osservanza dei criteri di cui al presente Titolo e li comunica agli uffici dell'Autorità, dandone evidenza pubblica sul proprio sito *internet*.
- 7.4 Entro il trenta (30) novembre 2005, Enel conclude la prima procedura concorsuale della sequenza di cui al comma 7.1.
- 7.5 Qualora, in esito alla prima procedura concorsuale, la capacità produttiva virtuale complessivamente assegnata in una macrozona risulti inferiore alla capacità produttiva virtuale da assegnare nella medesima macrozona, Enel promuove una seconda procedura concorsuale da concludersi entro il trenta (30) dicembre 2005.
- 7.6 La quantità di capacità produttiva virtuale che Enel deve cedere complessivamente in esito alla procedura concorsuale di cui al comma 7.4, nell'insieme delle zone appartenenti a ciascuna macrozona B e D, è pari alla stima, relativa a tale anno, dell'*n*-esimo valore assunto dalla serie della pivotalità oraria non contrattualizzata, ordinata in merito decrescente.
- 7.7 Il valore assunto dal parametro *n* di cui al comma 7.6 è pari a 330 per la macrozona B e a 170 per la macrozona D.

Articolo 8

Condizioni generali dei contratti di cessione di capacità produttiva virtuale

- 8.1 In conseguenza di atti o negozi giuridici che comportino la cessione della proprietà o della disponibilità di capacità produttiva da parte di Enel, l'avente

causa può subentrare, in tutto o in parte, nei diritti e obblighi dedotti nei contratti di cessione di capacità produttiva virtuale, previa approvazione dell'Autorità.

- 8.2 L'autorizzazione di cui al comma 8.1 è negata solo nel caso in cui, successivamente al subentro dell'avente causa nei diritti ed obblighi dedotti nei contratti di cessione di capacità produttiva virtuale, si registri un peggioramento delle condizioni concorrenziali nel mercato all'ingrosso dell'energia.

Articolo 9

Criteria di organizzazione e gestione della procedura concorsuale per l'assegnazione della capacità di produzione virtuale

- 9.1 La selezione delle controparti per la stipula dei contratti di cessione di capacità produttiva virtuale avviene nell'ambito delle procedure concorsuali di cui al comma 7.1, esclusivamente sulla base del premio offerto.
- 9.2 Qualora sia necessario selezionare le controparti tra soggetti che hanno presentato offerte con premi di pari importo, il criterio di selezione deve essere non discriminatorio.
- 9.3 Con riferimento a ciascuna macrozona B e D, ciascuna procedura concorsuale deve prevedere che sia offerta in vendita in sequenza la capacità produttiva virtuale afferente a ciascuna tipologia a partire dalle tipologie caratterizzate da minori prezzi di esercizio del contratto. Le tipologie sono individuate da Enel comprendendo in una stessa tipologia tutte le unità di produzione rilevanti termoelettriche nella disponibilità del medesimo operatore, localizzate nella macrozona e caratterizzate da costi variabili di produzione simili.
- 9.4 Enel deve rendere noti ai partecipanti alle procedure concorsuali, al fine della formulazione delle loro offerte, almeno i seguenti elementi:
- a) il prezzo di esercizio per ciascuna tipologia e per ciascuna macrozona e la relativa regola di indicizzazione;
 - b) la capacità produttiva virtuale offerta in vendita per ciascuna tipologia in ciascuna zona;
 - c) la capacità produttiva virtuale da assegnare in ciascuna macrozona.

Articolo 10

Obblighi degli assegnatari

- 10.1 Ciascun soggetto risultato assegnatario di capacità produttiva virtuale di una certa tipologia in una zona è tenuto a pagare a Enel:
- a) per ogni MW di capacità produttiva virtuale di cui è risultato assegnatario, il premio annuo, espresso in €/MW, definito per tale tipologia e zona in esito alla procedura concorsuale;
 - b) in ciascuna ora di durata del contratto, il prezzo di esercizio del contratto, espresso in €/MWh, definito per tale tipologia e per la macrozona a cui la zona appartiene, se inferiore al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima in tale zona.

10.2 In deroga a quanto previsto al comma 10.1, qualora si sia avvalso del diritto di cui al comma 11.2, il soggetto assegnatario è tenuto a:

- a) pagare a Enel per ogni MW di capacità produttiva virtuale di cui è risultato assegnatario, il premio annuo, espresso in €/MW, definito per tale tipologia e zona in esito alla procedura concorsuale;
- b) pagare a Enel in ciascuna ora di durata del contratto, il prezzo di esercizio, espresso in €/MWh, definito per tale tipologia e macrozona cui la zona appartiene, per il programma di prelievo comunicato al Gestore della rete ai sensi del comma 11.2, lettera a);
- c) pagare a Enel se positivo o incassare da Enel se negativo il controvalore dei corrispettivi CCT applicati all'operatore pivotale in esecuzione del relativo contratto di compravendita con capacità virtuale.

Articolo 11

Diritti degli assegnatari

11.1 Ciascun assegnatario di capacità produttiva virtuale in una zona riceve da Enel, in ciascuna ora di durata del contratto e per ogni MW di capacità produttiva virtuale di cui è risultato assegnatario nella zona, il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima con riferimento alla zona, se superiore al prezzo di esercizio previsto per la medesima ora.

11.2 In alternativa a quanto previsto al comma 11.1, l'assegnatario di capacità produttiva virtuale può optare per la registrazione presso il Gestore della rete di un contratto di compravendita con capacità virtuale. In tal caso, ai fini dell'assegnazione dei diritti ad immettere e a prelevare energia elettrica in esecuzione di tale contratto nell'ambito del dispacciamento:

- a) l'assegnatario di capacità produttiva virtuale può comunicare al Gestore della rete uno o più programmi di prelievo di energia elettrica per un ammontare non superiore, in ciascun periodo rilevante, alla quantità di MW di cui il soggetto è assegnatario. I programmi di prelievo possono essere riferiti a punti di dispacciamento nella disponibilità di diversi utenti del dispacciamento, per i quali l'assegnatario ha la qualifica di operatore di mercato;
- b) Enel si impegna a comunicare al Gestore della rete uno o più programmi di immissione di energia elettrica per un ammontare pari ai programmi di prelievo di cui alla precedente lettera a).

Articolo 12

Capacità produttiva virtuale da offrire in vendita per ciascuna tipologia

12.1 Per ciascuna tipologia e in ciascuna delle macrozone B e D, la quantità di capacità produttiva virtuale che Enel offre in vendita è commisurata ad una stima prudenziale della capacità produttiva disponibile delle unità di produzione rilevanti termoelettriche di Enel ed appartenenti a tale tipologia nella macrozona,

determinata tenendo conto anche dei vincoli di esportazione dai poli di produzione limitata inclusi nella macrozona, al netto della capacità produttiva detraibile per tale tipologia, determinata ai sensi del comma 12.2

- 12.2 Enel attribuisce a ciascuna tipologia la capacità produttiva detraibile di cui all'articolo 6, comma 6.2, sulla base dei seguenti criteri:
- a) nel caso di contratti di cui al comma 6.1, lettera a), in funzione del prezzo di esercizio previsto in ciascun contratto con copertura. In particolare, la capacità produttiva di ciascun contratto con copertura con natura di opzione dovrà essere attribuita alla tipologia caratterizzata da prezzi di esercizio più simili a quello previsto nel medesimo contratto con copertura;
 - b) nel caso di contratti di cui al comma 6.1, lettere b) e c), in funzione del profilo atteso di utilizzazione della potenza contrattuale risultante dall'insieme dei contratti di cui alle medesime lettere. In particolare, può essere attribuita alla tipologia caratterizzata dai minori prezzi di esercizio del contratto solo la potenza contrattuale caratterizzata da un profilo atteso di utilizzazione piatto nell'anno.

La capacità produttiva attribuita ad una tipologia in una macrozona ai sensi del presente comma che ecceda la capacità produttiva disponibile delle unità di produzione rilevanti termoelettriche di Enel ed appartenenti a tale tipologia nella macrozona, come prudenzialmente stimata anche ai fini di cui al comma 12.1, sarà attribuita alle tipologie caratterizzate da prezzi di esercizio attesi immediatamente superiori.

- 12.3 Enel attribuisce a ciascuna zona appartenente alla macrozona la capacità produttiva virtuale che deve essere offerta in vendita per ciascuna tipologia, avendo a riferimento la capacità produttiva disponibile delle unità di produzione rilevanti termoelettriche di Enel ed appartenenti a tale tipologia nella zona e nei poli di produzione limitata a questa connessi, come prudenzialmente stimata anche ai fini di cui al comma 12.1.

Articolo 13

Criteria per la determinazione del premio di riserva

- 13.1 Con riferimento a ciascuna tipologia, il premio di riserva è differenziato in funzione della macrozona cui la capacità produttiva virtuale è riferita.
- 13.2 Il premio di riserva è determinato da Enel nelle macrozone B e D, per ciascuna tipologia e macrozona ed è commisurato ai costi fissi per MW attribuibili alle unità di produzione nella disponibilità di Enel localizzate in tale macrozona e comprese in tale tipologia.
- 13.3 I costi fissi per MW di cui al precedente comma 13.2:
- a) sono quantificati sulla base dei dati di bilancio dell'esercizio 2004;
 - b) includono una congrua remunerazione del capitale investito netto, calcolato tenendo conto degli ammortamenti economico-tecnici desumibili dal bilancio;

- c) includono i costi operativi pertinenti l'attività di generazione, ad esclusione delle partite straordinarie e dei costi variabili di produzione.
- 13.4 Il premio di riserva per ciascuna tipologia e macrozona non può comunque essere superiore ai premi previsti nei contratti con copertura con natura di opzione di tipologia analoga, relativi al 2006, già conclusi da Enel con l'Acquirente Unico.

Articolo 14

Criteria per la determinazione del prezzo di esercizio della capacità produttiva virtuale

- 14.1 Con riferimento a ciascuna tipologia, il prezzo di esercizio del contratto è differenziato in funzione della macrozona cui la capacità produttiva virtuale è riferita.
- 14.2 Il prezzo di esercizio del contratto è determinato da Enel ed è commisurato ai costi variabili di produzione delle unità di produzione localizzate nella macrozona e comprese in tale tipologia.
- 14.3 I costi variabili di produzione di cui al comma 14.2 sono determinati al netto degli eventuali oneri conseguenti al recepimento della Direttiva 2003/87/CE del 13 ottobre 2003. Ai fini della copertura di tali costi, i contratti di cui all'articolo 7 possono prevedere clausole di adeguamento del prezzo di cessione in funzione dei costi medi per KWh prodotto, effettivamente sostenuti con riferimento alle unità di produzione appartenenti alla tipologia nella macrozona.

TITOLO 3

MONITORAGGIO DELLA CONDOTTA DEGLI OPERATORI PIVOTALI NELLE MACROZONE A E C

Articolo 15

Obblighi informativi degli operatori pivotali nelle macrozone A e C

- 15.1 Ciascun operatore pivotale nelle macrozone A e C calcola e comunica all'Autorità, con riferimento a ciascuna macrozona, per ciascuna tipologia di unità di produzione nella disponibilità del medesimo operatore:
- i ricavi da cessione di energia elettrica, nonché gli ulteriori ricavi a copertura dei costi di produzione relativi all'anno 2004 e a ciascun trimestre degli anni successivi al 2004;
 - i costi fissi per MW quantificati secondo i criteri di cui all'Articolo 13;
 - i costi variabili di combustibile relativi all'anno 2004 e a ciascun trimestre degli anni successivi al 2004;
 - i costi variabili diversi da quelli di cui alla precedente lettera c), relativi a ciascun trimestre degli anni successivi al 2004.
- 15.2 I dati di cui al comma 15.1 relativi all'anno 2004 devono essere comunicati entro il trentuno (31) dicembre 2005; i dati di cui al medesimo comma relativi ai trimestri degli anni successivi al 2004 devono essere comunicati entro sessanta (60) giorni dalla fine di ciascun trimestre. Su informazioni contenute nella

comunicazione ciascun operatore pivotale nelle macrozone A e C può porre vincoli di riservatezza o di segretezza.

TITOLO 4 DISPOSIZIONI FINALI

Articolo 16

Obblighi informativi del Gestore della rete

16.1 Entro il venti (20) ottobre 2005 il Gestore della rete pubblica nel proprio sito *internet* i seguenti dati:

- a) con riferimento ad Enel, il valore risultante in ciascuna ora del 2006 e per ciascuna delle macrozone B e D, dalla seguente operazione:
 - i) la domanda complessiva oraria di energia elettrica, nella macrozona, come stimata dal Gestore della rete; meno
 - ii) la capacità produttiva disponibile delle unità di produzione rilevanti termoelettriche, nell'ora e nella macrozona, nella disponibilità di operatori non riconducibili ad Enel, come stimata dal Gestore della rete; meno
 - iii) la produzione attesa delle unità di produzione diverse da quelle di cui al precedente punto ii) offerte da operatori non riconducibili ad Enel, nell'ora e nella macrozona, come stimata dal Gestore della rete; meno
 - iv) la produzione attesa, sulla base delle stime del Gestore delle rete, da unità di produzione e pompaggio strategiche nella disponibilità di Enel e localizzate nella macrozona.

- b) il valore assunto con riferimento a ciascuna ora dell'anno 2006 dal rapporto tra:
 - i) il fabbisogno di energia elettrica, nell'ora e nell'insieme di zone appartenete alla macrozona, stimato dal Gestore della rete;
 - ii) la somma dei fabbisogni di cui al punto i), nell'ora e nell'insieme di zone appartenenti a tutte le macrozone..

16.2 Entro il trenta (30) giugno 2006 il Gestore della rete calcola e comunica all'Autorità, con riferimento a ciascuna macrozona, un aggiornamento per gli anni 2006 e 2007:

- a) dei dati e delle stime di fabbisogno, capacità produttiva e produzione, necessari al calcolo della pivotalità oraria non contrattualizzata di Enel ed Endesa;
- b) del programma di ripotenziamento e ambientalizzazione dei gruppi termoelettrici, del programma di ingresso o di dismissione di unità di produzione.

Articolo 17
Obblighi informativi di Enel

17.1 Enel comunica all'Autorità:

- a) la capacità produttiva impegnata in contratti con copertura senza natura di opzione, ai sensi dell'articolo 4, comma 4.1, entro il venti (20) novembre 2005;
- b) i premi di riserva previsti per le procedure concorsuali di cui all'articolo 7, comma 7.6, nonché le modalità di attribuzione della capacità detraibile a ciascuna macrozona e gli esiti delle procedure concorsuali di cui all'articolo 7, entro sette (7) giorni dalla conclusione delle medesime procedure.
- c) il valore assunto in ciascuna ora dalla capacità produttiva detraibile ai fini della quantificazione di cui all'articolo 7, comma 7.6, nonché le modalità di attribuzione della capacità detraibile a ciascuna macrozona e gli esiti delle procedure concorsuali di cui all'articolo 7, entro sette (7) giorni dalla conclusione delle medesime procedure.

17.2 Su informazioni contenute nella comunicazione di cui al comma 17.1, lettera b), Enel può porre vincoli di riservatezza o di segretezza.

Articolo 18
Modificazione della deliberazione n. 78/99

18.1 All'articolo 1, comma 2, della deliberazione 26 maggio 1999, n. 78/99, come modificata ed integrata dalla deliberazione 29 ottobre 2003, n. 123/03, sono soppresse le parole "Nei contratti in cui la parte acquirente è un cliente grossista,".

- di trasmettere il presente provvedimento al Ministro delle attività produttive, al Gestore della rete, ad Enel e ad Endesa;
- di pubblicare il presente provvedimento nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e nel sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

7 ottobre 2005

Il Presidente: Alessandro Ortis