

(da www.servizi-legali.it) **FAI VALERE IL TUO DIRITTO AL LIBERO LAVORO INTELLETTUALE ! Aderisci e invita altri ad aderire al social network www.concorrenzaeavvocatura.ning.com (conta già centinaia di adesioni).**

Dal bollettino Antitrust n. 29 del 6/8/2012 le considerazioni dell'Antitrust ai sensi dell'art. 22 della l. 287/90, in tema di mercato della produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica...

AS972 - MERCATO DELLA PRODUZIONE E VENDITA ALL'INGROSSO DI ENERGIA ELETTRICA
Roma, 19 giugno 2012
Dipartimento per le Politiche Europee
Presidenza del Consiglio dei Ministri
Con riferimento alla richiesta di parere, pervenuta dal Dipartimento per le Politiche Comunitarie in
data 30 maggio 2012, in ordine alla sussistenza dei presupposti di cui all'articolo 219 del Decreto
Legislativo n. 163/06, Codice dei Contratti Pubblici di Lavori, Servizi e Forniture, nell'ambito della procedura attivata dalla società EniPower S.p.A., l'Autorità Garante della Concorrenza e del
Mercato intende svolgere le seguenti considerazioni ai sensi dell'art. 22 della legge n. 287/90. La
Commissione Europea, DG Mercato Interno e Servizi, dopo un esame preliminare della domanda
di esenzione di EniPower, in una lettera alla Rappresentanza Permanente italiana presso l'UE ha
chiesto alle Autorità Italiane di esprimere le proprie opinioni in merito alla sussistenza del requisito dell'esposizione alla concorrenza delle attività rispetto alle quali EniPower ha presentato
domanda di esenzione dalla normativa sugli appalti oltre che su una serie di questioni specifiche
connesse al mercato della produzione e della vendita all'ingrosso di energia elettrica.

Preliminarmente, quindi, l'Autorità intende rispondere a tali questioni specifiche. Sulla base di tali
risposte, verrà valutata la sussistenza del requisito dell'esposizione alla concorrenza delle attività
rispetto alle quali EniPower ha presentato domanda di esenzione dalla normativa sugli appalti.
(a) la definizione del mercato rilevante dal punto di vista merceologico
La Commissione Europea chiede di confermare se la definizione del mercato del prodotto effettuata da EniPower – che esclude i mercati dell'aggiustamento e il mercato dei servizi di dispacciamento e include anche i bilaterali – sia corretta. La risposta a tale quesito è positiva. L'Autorità, conformemente alla consolidata giurisprudenza nazionale e comunitaria, distingue un "mercato all'ingrosso", comprendente tutti1 gli scambi di energia sul Mercato del Giorno Prima ("MGP") (contratti bilaterali inclusi, quindi) e sui Mercati di aggiustamento Infragiornalieri ("MI"), dai mercati relativi ai servizi di dispacciamento. MI rappresenta solo il 9% delle transazioni che avvengono su MGP e i prezzi registrati su tale mercato non si discostano significativamente da quelli su MGP, per cui concentrare le valutazioni relative all'apertura alla concorrenza di MGP/MI su MGP tralasciando MI è una prassi accettabile. Per quanto riguarda la
distinzione tra MGP/MI e Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), si rileva che essa discende dalla differente organizzazione dei mercati (la domanda in MSD proviene solo dal gestore della rete di trasmissione nazionale, Terna S.p.A., e le quantità sono acquistate in base ad un criterio di pay-as-bid) e dalle differenti modalità di esercizio del potere di mercato2 .
(b) L'identificazione di un mercato separato per la produzione a fonte rinnovabile
La Commissione Europea chiede alle Autorità Italiane di dare alcune informazioni sul regime cui è assoggettata la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e di fornire una opinione sulla configurabilità di un separato mercato rilevante per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile3. Secondo le stime del Gestore dei Servizi Energetici ("GSE"), nel 2011 la produzione da fonte rinnovabile è stata pari a circa 84 TWh, pari al 28% della produzione di energia elettrica italiana. Circa il 55% di tale produzione è stata di fonte idroelettrica; eolico e solare hanno rappresentato rispettivamente il 12% e il 13% circa, le bioenergie circa il 13%, mentre il
geotermico ha contribuito per il rimanente 7% circa. Attualmente, circa il 45% dell'energia da fonte rinnovabile – in massima parte quella proveniente da eolico, solare e bioenergie – o assimilata è stata acquistata ad un prezzo regolato dal GSE, che ha provveduto poi a rivenderla in Borsa. Tale energia ha rappresentato nel 2011 meno del 13% dell'energia totale venduta su MGP.
Per converso, circa il 55% dell'energia rinnovabile prodotta nel 2011 in Italia è stata venduta all'ingrosso attraverso bilaterali o direttamente nella Borsa elettrica, a prezzi non regolati ed influenzati dalle condizioni di domanda e offerta. Tale proporzione è molto più elevata di quella del 14% che si riscontra in Germania, secondo i dati riportati dalla Commissione nella decisione di
esenzione del 24/2012 riguardante la vendita all'ingrosso di energia elettrica in Germania. Alla luce di quanto precede, l'Autorità, nelle differenti condizioni concorrenziali che caratterizzano la produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da fonte rinnovabile ed assimilata in Italia, ritiene che l'asimmetria concorrenziale tra fonti rinnovabili e convenzionali abbia un peso significativamente inferiore che in Germania e che quindi non sia tale da rendere appropriata la definizione di un mercato rilevante distinto per l'energia elettrica da fonte rinnovabile.

(c) Estensione geografica dei mercati del prodotto rilevanti

La Commissione Europea chiede di esprimersi sulla definizione geografica del mercato rilevante della produzione e vendita all'ingrosso dell'energia elettrica. Per quanto riguarda il mercato all'ingrosso, nei suoi precedenti l'Autorità ha sino ad ora affermato che la dimensione geografica del mercato all'ingrosso è subnazionale (macrozonale), a causa dei vincoli di rete che portano alla separazione delle zone in cui è stata divisa la rete di trasmissione nazionale ai fini dell'individuazione dei prezzi di equilibrio su MGP. In particolare, nell'indagine conoscitiva effettuata insieme all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) nel 2004 (cfr. proc. IC22) è stata identificata una metodologia per la definizione dei mercati rilevanti basata sull'esistenza, in una data zona4, di una "domanda residuale" positiva sulla quale un monopolista ipotetico operante nella zona potrebbe esercitare un significativo potere di mercato. In presenza di una domanda residuale positiva per un numero significativo di ore, la zona è considerata un mercato rilevante distinto dal punto di vista geografico. Applicando tale metodologia ai dati relativi al semestre aprile-settembre 2004, furono identificate quattro "macro-zone" costituenti altrettanti mercati geografici distinti: la macrozona Nord5 ("MZN"), la macrozona Sud6 ("MZS"), la macrozona Sicilia7 e la Sardegna. Tali Macrozone sono state successivamente utilizzate nella definizione dei mercati rilevanti da parte dell'Autorità in vari procedimenti. EniPower, nella sua domanda di esenzione, ha proposto di unificare MZN e MZS, definendo un'unica zona per l'Italia continentale, detta "Continente". L'Autorità non condivide la tesi di EniPower, per i seguenti motivi. In primo luogo, se da un lato alcune strozzature originarie della rete elettrica italiana sono state superate a seguito degli investimenti effettuati da Terna8, l'evoluzione del parco di generazione e della domanda ha evidenziato, di recente, nuovi vincoli di rete, che si riflettono in prezzi più bassi nella zona Sud in una percentuale significativa delle ore piene. Negli ultimi anni, infatti, la crescita delle ore con esportazioni dalla MZN verso i paesi confinanti e l'aumento della capacità (soprattutto rinnovabile) installata nella zona Sud9 hanno evidenziato l'esistenza di un potenziale flusso di energia dalla zona Sud verso le altre zone che appare limitato dai vincoli di rete esistenti, come rilevato anche dall'AEEG, nella sua relazione al Ministero dello Sviluppo Economico sul monitoraggio dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica10. In secondo luogo, l'applicazione del test basato sulla domanda residuale (già utilizzato dall'Autorità e dall'AEEG nella citata indagine conoscitiva del 2004) appare confermare, sulla base degli elementi a disposizione, l'esistenza nell'Italia continentale di una MZN separata da una MZS11. Alla luce delle considerazioni che precedono, l'Autorità allo stato non ritiene di dover ampliare l'estensione geografica del mercato della produzione e vendita di energia elettrica all'ingrosso all'intera Italia continentale ai fini del

presente parere, e si riserva di procedere ad un riesame a valle delle analisi che verranno effettuate
sull'evoluzione del mercato nel corso del 2012.
(d) Le differenze di prezzo tra l'Italia e gli altri paesi
La Commissione Europea richiede una valutazione delle eventuali differenze nell'effetto delle importazioni di energia elettrica nelle varie parti del territorio italiano e delle differenze di prezzo tra l'Italia e i paesi da cui importa energia elettrica, nonché una valutazione generale sul grado di
competitività del mercato. Come osservato anche dall'AEEG nel citato rapporto 112/2012, gran parte dello scostamento tra il prezzo medio all'ingrosso italiano registrato su MGP e quello registrato sulle Borse elettriche degli altri paesi europei può essere ricondotto a tre fattori: (i) differenze nel mix tecnologico produttivo, con una netta prevalenza in Italia di CCGT a fronte della prevalenza in altri paesi di impianti termoelettrici a carbone e/o termonucleari; (ii) il maggior livello del prezzo del gas naturale in Italia rispetto a quello medio europeo, stimabile in circa 5,7 €/MWh, che si traduce, tenendo conto della (elevata) efficienza media dei CCGT italiani,
in un maggior costo variabile per i CCGT italiani di oltre 10 €/MWh; (iii) l'onere per i certificati verdi, che si traduce in un differenziale di costo variabile degli impianti termoelettrici italiani stimato dall'AEEG in circa 5,6 €/MWh. Solo una parte residuale della differenza tra MGP e le altre Borse europee appare quindi dovuta all'esercizio di potere di mercato. A conferma di ciò, si
rileva la situazione di overcapacity che caratterizza l'offerta di energia elettrica in Italia, aggravata
dall'entrata di nuova capacità fotovoltaica, che ha portato a un numero considerevole di ore caratterizzate da un margine sui costi variabili di generazione (inclusivi dei certificati verdi) negativo.
(e) La valutazione della domanda di esenzione alla luce di differenti definizioni dei mercati rilevanti
L'Autorità ritiene che qualsiasi sia la definizione dell'estensione geografica del mercato rilevante adottata (continentale o macrozonale), il mercato della produzione e vendita all'ingrosso dell'energia elettrica è certamente "esposto alla concorrenza" e soddisfa quindi i requisiti richiesti
per la concessione dell'esenzione. Il livello di concorrenza nei mercati della produzione e vendita
all'ingrosso di energia elettrica è infatti cresciuto nel tempo. ENEL S.p.A., pur rimanendo il maggior operatore a livello nazionale, ha visto il suo ruolo ridimensionarsi sensibilmente, mentre
sono contemporaneamente cresciuti operatori di rilievo quali Edison S.p.A., E.ON Italia S.p.A. e la
stessa EniPower, ed operatori di medie dimensioni come Sorgenia S.p.A., Tirreno Power S.p.A. e
EGL S.p.A.. Va inoltre ricordato come la recente rescissione dei legami tra Edison S.p.A. e A2A S.p.A. abbia portato alla creazione di due operatori completamente indipendenti, aumentando nettamente il grado di concorrenza del mercato all'ingrosso italiano12.
La tabella seguente, riferita ai volumi venduti su MGP nel 2011, riporta gli indici di concentrazione CR3 e la quota del primo operatore (ENEL) sia nella definizione dei mercati

geografici seguita dalla prassi dell'Autorità che prevede una macrozona nord (MZN) ed una macrozona sud (MZS), sia in base alla definizione alternativa proposta da EniPower (un unico mercato continentale).

Prassi AGCM Continente
MZN MZS
ENEL 23,77% 38,11% 30,04%
CR 3 48,03% 66,52% 53,13%
Nella MZN, inoltre, l'indice di concentrazione HHI nelle vendite è di poco superiore a 1000, mentre è superiore a 2000 nella MZS. Per valutare correttamente i valori degli indici di concentrazione nella MZS occorre tenere conto di tre elementi: (i) il secondo operatore della MZS
è il GSE, con una quota di circa il 19,5%, costituita da impianti alimentati a fonte rinnovabile la cui energia è ritirata dal GSE ed è poi offerta su MGP a prezzo zero; si tratta dunque di una quota
corrispondente ad un operatore che non esercita potere di mercato; (ii) per quanto riguarda ENEL,
la sua posizione nella MZS è determinata, in larga misura, dalla presenza in questa area (in particolare, nella zona Centro-Sud e nel polo limitato di Brindisi) dei suoi impianti di base, la cui intera capacità viene offerta a prezzi relativamente bassi e risulta quindi quasi sempre interamente
accettata in vendita; (iii) tutti gli altri operatori della MZS hanno quote non superiori al 10%.
Per quanto riguarda l'indispensabilità degli operatori – cioè la precondizione per l'esercizio del potere di mercato in un mercato quale MGP – nella MZS, grazie all'ingresso di nuova capacità negli anni recenti, l'indispensabilità di ENEL – prossima al 100% nel 2004 – si è fortemente ridotta. Nel 2011 ENEL ha effettuato infatti circa il 60% delle proprie vendite in condizione di indispensabilità. Tale indispensabilità appare riconducibile al peso che hanno nella macrozona gli
impianti di base di ENEL e non sembra essersi tradotta nell'esercizio di un significativo potere di mercato. Infatti, ENEL ha fissato il prezzo su meno del 20% dei volumi venduti nella MZS e il prezzo medio nella MZS nel 2011 non è stato superiore a quello della macrozona Nord.
Alla luce delle considerazioni che precedono, è dunque possibile affermare che il mercato della produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica relativo alla macrozona sud è un mercato aperto alla concorrenza.
Il presente parere sarà pubblicato nel bollettino di cui all'art. 26 della legge n. 287/90. Eventuali esigenze di riservatezza dovranno essere manifestate all'Autorità entro trenta giorni dal ricevimento del presente, precisandone i motivi.
IL PRESIDENTE
Giovanni Pitruzzella

Nota 1 - Il funzionamento di MGP prevede che la determinazione del prezzo orario di equilibrio avvenga sulla base di curve di

domanda ed offerta che tengano esplicitamente conto anche dell'energia scambiata tramite contratti bilaterali fisici, nonché
di tutta l'energia elettrica rinnovabile offerta a prezzo zero dal GSE. Per tale motivo, il "mercato all'ingrosso" definito
dall'Autorità include sia le transazioni a termine e a pronti concluse attraverso le piattaforme organizzate dal Gestore dei
Mercati Energetici (GME), sia i contratti bilaterali stipulati al di fuori di tali piattaforme (c.d. contratti over the counter,
OTC) e registrati sulla PCE, senza distinzione di tecnologia di generazione o di fonte utilizzata per la produzione di
elettricità (rinnovabile o non rinnovabile).

Nota 2 - La sequenzialità e la diversa organizzazione di MGP e di MSD implicano che il potere di mercato possa essere esercitato
dalle imprese in forme diverse, pur essendo basato sull'energia elettrica prodotta dai medesimi impianti. Su MGP, ciò che
conta è la "pivotalità" (indispensabilità) di un operatore (e non del singolo impianto). Su MSD ex-ante, invece, contano la
localizzazione e le caratteristiche tecniche dei vari impianti per risolvere i vincoli di rete locali, mentre per la fornitura del
servizio di riserva contano soprattutto le caratteristiche tecniche degli impianti.

Nota 3 - Ciò alla luce del fatto che, in un recente caso di esenzione dalla normativa sugli appalti riguardante il mercato tedesco, la Commissione ha effettuato una distinzione tra la produzione di energia elettrica da fonti convenzionali e quella da fonti
rinnovabili, sulla base dell'asimmetria concorrenziale creata dal fatto che la quantità di elettricità da fonte rinnovabile
immessa nella rete sarebbe indipendente dal prezzo di mercato, beneficiando di una priorità di dispacciamento e di
connessione rispetto alla produzione da fonte convenzionale e di un prezzo regolato stabile nel tempo;tale quantità
influenzerebbe il prezzo ricevuto dall'energia prodotta da fonte convenzionale, mentre la quantità prodotta da quest'ultima
non influenzerebbe il prezzo ricevuto dall'energia rinnovabile.

Nota 4 - Per "zona" si intende ciascuna delle sezioni in cui Terna S.p.A., il gestore della rete di trasmissione nazionale, divide la rete italiana. Tale sezioni riflettono l'esistenza di importanti vincoli di trasmissione, talvolta unidirezionali, talvolta
bidirezionali.

Nota 5 - Attualmente costituita dalla zona Nord e dal polo di produzione limitata di Monfalcone;al tempo dell'Indagine erano
presenti altri poli di produzione limitata, connessi oggi senza limitazioni al resto della rete..

Nota 6 - Attualmente costituita dalle zone CentroNord, CentroSud, Sud, inclusive dei poli di produzione limitata di Foggia,

Brindisi e Rossano. Al tempo dell'Indagine erano presenti altri poli di produzione limitata, connessi oggi senza limitazioni
al resto della rete, la Calabria era una zona separata e la capacità produttiva del polo di Foggia non era ancora entrata in
esercizio.
Nota 7 - Costituita dalla Sicilia, inclusiva del polo di produzione limitato di Priolo.
Nota 8 - Gli interventi effettuati da Terna per attenuare i vincoli di rete che, negli anni precedenti, avevano severamente limitato il flusso di energia dal Nord verso il Centro-Nord, e per rimuovere alcuni importanti vincoli di rete all'interno della
Macrozona Sud (Ci si riferisce, in particolare, all'entrata in servizio dell'elettrodotto Matera – S. Sofia nel febbraio
2007)hanno favorito un significativo processo di convergenza dei prezzi zonali delle zone continentali, che ha reso sempre
più frequente l'emergere di una unica zona di prezzo nell'Italia continentale. A tale convergenza ha contribuito l'entrata in
servizio di nuova capacità di generazione, sia convenzionale che rinnovabile (in particolare, impianti a fonte rinnovabile
non programmabile di tipo eolico e solare), nell'Italia centrale e meridionale, che ha largamente ridimensionato lo storico
deficit di capacità –rispetto all'Italia settentrionale.
Nota 9 - La zona Sud e i connessi poli limitati di produzione si caratterizzano per la compresenza di una ampia potenza
convenzionale a costi marginali bassi, CCGT di ultima generazione e la maggiore concentrazione dell'Italia continentale di
impianti a fonte rinnovabile non programmabili di tipo eolico e solare (oltre 2.600 MW), offerti generalmente a prezzo pari
al costo marginale, cioè zero.
Nota 10 - Rapporto 112/2012/I/EEL, "Rapporto annuale dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas al Ministro dello Sviluppo
Economico in materia di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti, a termine e dei servizi di dispacciamento: anno 2011
consuntivato". I dati a disposizione indicano come, nei primi cinque mesi del 2012, tra le ore 9 e le 18, nel 35%-55% dei
casi la zona Sud abbia registrato un prezzo inferiore del 10%-15% inferiore a quello della zona Nord a causa delle
limitazioni di transito tra la zona Sud e la zona Centro-Sud e tra questa e la zona Centro-Nord e poi verso la zona Nord, che
impediscono l'assorbimento dell'eccesso di offerta che si è creato nella zona Sud (aggravato nelle ore diurne dall'apporto
del solare). Si tratta di un andamento già evidenziatosi nel 2011 ma che nel 2012 si è rafforzato – soprattutto in termini di
differenza tra i prezzi zonali – in aperta contraddizione con i fenomeni di convergenza prima ricordati;
Nota 11 - L'applicazione del test non indica una frattura – all'interno della MZS – tra la zona Sud e le altre zone che
compongono la MZS. Ciò perché ai fini del test – che si basa sull'esame dell'abilità di un

ipotetico monopolista residuale
della zona Sud di esercitare potere di mercato sulla domanda residuale della zona Sud stessa – rilevano non i vincoli di
transito dalla zona Sud verso le altre zone (che determinano il mancato assorbimento dell'eccesso di offerta del Sud), ma
quelli dalle altre zone verso il Sud; il flusso di energia verso la zona Sud non è vincolato e quindi un monopolista ipotetico
della zona Sud non avrebbe una domanda residuale positiva sulla quale esercitare il proprio potere di mercato.
Nota 12 - Cfr. provv. n. 23497 dell'11 aprile 2012, C11549, A2A / Edipower, in Boll n. 15/12.