

## **C12461 - ENEL PRODUZIONE/ERG POWER**

Provvedimento n. 30306

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 20 settembre 2022;

SENTITA la Relatrice, Professoressa Elisabetta Iossa;

VISTO il Regolamento (CE) n. 139/2004 del Consiglio, del 20 gennaio 2004, relativo al controllo delle concentrazioni tra imprese;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287;

VISTO il D.P.R. 30 aprile 1998, n. 217;

VISTA la comunicazione della società Enel Produzione S.p.A. pervenuta in data 13 giugno 2022;

VISTA la propria delibera del 12 luglio 2022, n. 30101 con la quale ha avviato, ai sensi dell'articolo 16, comma 4, della legge n. 287/90, il procedimento nei confronti delle società Enel Produzione S.p.A. e Erg Power S.r.l.;

VISTA la richiesta di informazioni inviata in data 27 luglio 2022 alla società Enel Produzione S.p.A., per la quale la medesima società ha richiesto, con comunicazione del 29 luglio 2022, una proroga del termine per fornire le informazioni richieste;

VISTA la propria delibera del 4 agosto 2022, con cui, ai sensi dell'articolo 16, comma 8, della legge n. 287/90 il termine di conclusione del procedimento è stato prorogato al 25 settembre 2022;

VISTE le informazioni prodotte dalla società Enel Produzione S.p.A. in data 30 agosto 2022;

VISTA la Comunicazione delle Risultanze Istruttorie trasmessa in data 9 settembre 2022;

VISTI gli atti del procedimento e la documentazione acquisita nel corso dell'istruttoria;

CONSIDERATO quanto segue:

### **I. LE PARTI**

1. Enel Produzione S.p.A. ("Enel Produzione") è una società attiva nella produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica. Il capitale sociale di Enel Produzione è interamente detenuto da Enel Italia S.p.A., a sua volta, interamente controllata da Enel S.p.A. ("Enel"), società capogruppo dell'omonimo Gruppo industriale attivo, principalmente, nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale. Enel è una società quotata dal 1999 sul mercato telematico azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A., il cui capitale sociale è attualmente detenuto per il 23,6%, dal Ministero dell'Economia e Finanza, per il 59,4% da investitori istituzionali e per il restante 17% da investitori individuali. Nel 2021 il Gruppo Enel ha realizzato un fatturato a livello mondiale pari a circa 88 miliardi di euro<sup>1</sup>, di cui circa [30-40]\* miliardi di euro in Italia.

2. ERG Power S.r.l. ("ERG Power" o "la target"; congiuntamente a Enel Produzione, "le Parti"), società del Gruppo ERG<sup>2</sup>, è soggetta al controllo esclusivo di ERG Power Generation S.p.A. ("ERG Power Generation") che ne detiene l'intero capitale sociale. ERG Power è titolare di una centrale elettrica a ciclo combinato *Combined Cycle Gas Turbine* (CCGT) di potenza pari a 480 MW localizzata a Priolo Gargallo, in Provincia di Siracusa. Il 1° aprile 2022 ERG Power Generation ha conferito a ERG Power il ramo d'azienda relativo a tutti i dipendenti, contratti, diritti ed obblighi necessari all'esercizio della centrale e del connesso complesso industriale. Nel 2021 ERG Power ha realizzato un fatturato pari a [100-517] milioni di euro, [di cui 100-517] in Italia.

### **II. DESCRIZIONE DELL'OPERAZIONE**

3. L'operazione di concentrazione notificata (nel seguito, "l'Operazione") consiste nell'acquisizione, da parte di Enel Produzione, del controllo esclusivo di ERG Power. Nello specifico, lo *Share Purchase Agreement* ("SPA") sottoscritto tra Enel Produzione e ERG Power Generation il [omissis] prevede, al verificarsi di determinate condizioni (cfr. *infra*), l'acquisizione da parte di Enel Produzione del 100% del capitale sociale di ERG Power.

---

<sup>1</sup> [Cfr. <https://www.enel.com/it/investitori/dati-finanziari>.]

\* [Nella presente versione alcuni dati sono omissi, in quanto si sono ritenuti sussistenti elementi di riservatezza o di segretezza delle informazioni.]

<sup>2</sup> [Il Gruppo ERG è un primario operatore nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e termoelettrica cogenerativa ad alto rendimento e basso impatto ambientale. La società capogruppo, ERG S.p.A. (la quale detiene l'intero capitale sociale di ERG Power Generation), è quotata dal 1997 sul mercato telematico azionario gestito da Borsa Italiana S.p.A. e presenta un capitale sociale così suddiviso: circa il 56% è detenuto da San Quirico S.p.A., circa il 7% da Polcevera S.r.l., circa l'0,5% sono azioni proprie e il restante è detenuto da altri soggetti che hanno partecipazioni inferiori al 3%.]

4. ERG Power è proprietaria di un complesso industriale composto da una centrale elettrica a gas a ciclo combinato ad alta efficienza (CCGT) alimentata a gas naturale con una capacità installata complessiva di 480 MW ed una capacità netta di 470 MW, entrata in esercizio nel 2010, cui sono collegati un sistema di distribuzione elettrica – c.d. "RIU" – e un impianto di trattamento di acqua demineralizzata (complessivamente, "l'Impianto")<sup>3</sup>.
5. L'Impianto e la RIU sono di proprietà di ERG Power; [omissis]. ERG Power, quindi, principalmente vende energia elettrica, vapore e acqua demineralizzata ad alcuni operatori localizzati all'interno del sito industriale di Priolo Gargallo sulla base di contratti di lungo termine e vende energia elettrica sui mercati spot<sup>4</sup>.
6. L'obbligo per le Parti di addivenire al *closing* dell'Operazione è condizionato al verificarsi di una serie di condizioni sospensive fra le quali (i) l'approvazione della stessa da parte delle competenti autorità *antitrust*<sup>5</sup> e (ii) l'approvazione della Presidenza del Consiglio dei Ministri ai sensi dell'articolo 2 del D.L. n. 21/2012.
7. Gli accordi tra le Parti prevedono, inoltre, la possibilità di sottoscrivere un *Transitional Services Agreement* ("TSA") i cui termini e le cui condizioni dovranno essere successivamente negoziati sulla base della bozza di contratto allegata allo SPA. In particolare, il TSA disciplinerà le modalità con cui ERG Power Generation fornirà a ERG Power alcuni servizi relativi ai sistemi IT per un periodo di tempo limitato di 9 mesi, strettamente necessario a garantire la continuità operativa di ERG Power. Secondo gli accordi tra le Parti, tale durata potrà essere ridotta qualora le attività di transizione siano completate prima di tale termine o prorogata per un massimo di ulteriori 3 mesi nel caso in cui le attività di transizione subiscano un ritardo<sup>6</sup>.
8. Secondo la rappresentazione fornita dalle Parti, i contratti di servizio non avranno alcun impatto sulle scelte strategiche inerenti alla gestione dell'Impianto post-*closing*, le quali saranno definite unicamente dal Gruppo Enel. Gli accordi di cui sopra si qualificherebbero quindi come restrizione accessoria ai sensi di quanto previsto dalla Comunicazione della Commissione sulle restrizioni direttamente connesse e necessarie alle concentrazioni<sup>7</sup>, in quanto caratterizzati da uno stretto nesso funzionale con l'Operazione e limitati a quanto necessario a garantire la continuità di funzionamento dell'impresa oggetto di acquisizione.

### III. QUALIFICAZIONE DELL'OPERAZIONE

9. L'operazione comunicata costituisce una concentrazione ai sensi dell'articolo 5, comma 1, lettera b), della legge n. 287/90, in quanto comporta l'acquisizione del controllo di un'impresa.
10. La stessa, pur avendo dimensione comunitaria in quanto soddisfa le condizioni previste dall'articolo 1(2) del Reg. CE n. 139/2004 ed essendo quindi stata notificata dalle Parti alla Commissione Europea in data 19 aprile 2022, rientra nell'ambito di applicazione della legge n. 287/1990 in seguito alla decisione del 25 maggio 2022 con la quale la Commissione Europea, in accoglimento dell'istanza presentata dalle società notificanti, ai sensi dell'articolo 4, comma 4, del medesimo Regolamento, ha disposto che l'Operazione venisse integralmente rinviata all'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato<sup>8</sup>.

---

<sup>3</sup> [Più nello specifico, il complesso industriale oggetto di acquisizione è composto da:

(a) due unità, ciascuna comprendente due turbine a gas a ciclo combinato ad alta efficienza ed una turbina a vapore, alimentate a gas naturale con una capacità installata complessiva di 480 MW ed una capacità netta di 470 MW e situate nella parte nord della raffineria ISAB Nord, che a sua volta è all'interno del più ampio sito industriale di Priolo Gargallo (SR), in Sicilia. La centrale produce energia elettrica e termica sia destinata al sito multi-societario sia (per quanto riguarda l'energia elettrica) venduta sui mercati spot;

(b) un sistema di distribuzione elettrica a 150/30/15kV che comprende 3 sottostazioni - c.d. "RIU" - attraverso la quale l'energia elettrica viene distribuita alle utenze presenti nel sito industriale e alla rete di trasmissione nazionale;

(c) un impianto di produzione di acqua demineralizzata da 1.000m<sup>3</sup>/h, impiegata sia come acqua alimento per la centrale CCGT sia destinata agli usi tecnologici dei vari impianti del sito multi-societario. ]

<sup>4</sup> [ERG Power, inoltre, è titolare di una partecipazione pari al [omissis] del capitale sociale di Priolo Servizi S.C.p.A. ("Priolo Servizi"), società consortile per azioni costituita nel 2006 da alcuni operatori del sito industriale di Priolo (tra cui ERG Power) con lo scopo di ottimizzare l'efficienza nella gestione di alcune risorse; in particolare, la società gestisce le reti di distribuzione locale di vapore e acqua e fornisce ai soci acque industriali e alcuni servizi in loco in virtù di un contratto stipulato nel 2008. Secondo la rappresentazione fornita dalle Parti, ERG Power non detiene il controllo (esclusivo o congiunto) di Priolo Servizi e la quasi totalità dei ricavi della società deriva dalla vendita di servizi ai propri soci.]

<sup>5</sup> [Omissis].

<sup>6</sup> [È inoltre previsto che, nelle more della sottoscrizione con le organizzazioni sindacali di un accordo collettivo di armonizzazione, le Parti potrebbero pervenire alla sottoscrizione anche di un contratto di servizi avente ad oggetto la mera elaborazione delle buste paga la cui durata sarebbe comunque limitata allo stretto necessario per tale scopo.]

<sup>7</sup> [Cfr. Comunicazione della Commissione sulle restrizioni direttamente connesse e necessarie alle concentrazioni, 2005/C 56/03.]

<sup>8</sup> [In particolare, la Commissione nella propria decisione ha valutato che "l'incidenza dell'Operazione sugli assetti concorrenziali potrebbe risultare significativa, in ragione delle elevate quote di mercato delle parti" e che "i mercati distinti per la produzione e vendita all'ingrosso, la vendita al dettaglio di energia elettrica e per i servizi di dispacciamento, hanno una dimensione al massimo nazionale, e l'Operazione non avrà alcuna incidenza al di fuori del territorio italiano", di conseguenza considerando soddisfatti entrambi i requisiti di cui all'articolo 4, paragrafo 4, del Regolamento n. 139/04 per il rinvio di un caso all'autorità nazionale. Inoltre, la Commissione ha anche notato che "Considerate le caratteristiche dei mercati rilevanti (...) l'AGCM è l'autorità più adatta ad esaminare l'Operazione, in quanto dispone di strumenti adeguati a valutare i singoli aspetti di una concentrazione di tale rilievo. E ciò anche perché l'AGCM ha di recente esaminato altre operazioni di acquisizione relative a impianti di produzione di energia ed ha sviluppato una pratica decisionale recente riguardo a questi mercati rilevanti".]

#### IV. L'AVVIO DEL PROCEDIMENTO E L'ATTIVITÀ ISTRUTTORIA

11. A seguito della notifica della concentrazione, l'Autorità, in data 12 luglio 2022, ha avviato una istruttoria ai sensi dell'articolo 16, comma 4, della Legge n. 287/1990, nei confronti di Enel Produzione e ERG Power<sup>9</sup>, ritenendo che l'Operazione fosse suscettibile di determinare la creazione o il rafforzamento di una posizione dominante, tale da eliminare o ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza, nei seguenti mercati rilevanti<sup>10</sup>: (i) produzione ed approvvigionamento all'ingrosso di energia elettrica in Sicilia; (ii) fornitura di servizi di dispacciamento in Sicilia. In sede di avvio del procedimento è stata prefigurata la possibilità di identificare anche un terzo mercato rilevante per l'operazione in esame, segnatamente quello relativo alle aste organizzate dal gestore della rete di trasmissione elettrica Terna S.p.A. (di seguito anche "Terna" o "TSO") al fine di contrattualizzare capacità esistente e nuova con l'obiettivo di disporre di una potenza adeguata a coprire il fabbisogno atteso, c.d. *capacity market* (cfr. *infra*).

12. Già antecedentemente all'avvio dell'istruttoria era stata inviata una richiesta di informazioni a Terna<sup>11</sup>. Il TSO, in data 11 luglio 2022, ha fornito riscontro<sup>12</sup>.

13. Nel corso del procedimento istruttorio, inoltre, sono state sentite in audizione Enel Produzione, la società A2A S.p.A. (titolare dell'impianto di generazione ad olio combustibile di San Filippo del Mela, attivo nell'area siciliana, nonché operatore di primo piano nel mercato elettrico a livello nazionale), l'autorità di regolazione ARERA (che ha poi fornito informazioni aggiuntive, richieste dall'Autorità in sede di audizione, in data 19 agosto 2022) e Terna (al fine di fornire precisazioni e delucidazioni su alcuni elementi emersi nel corso della descritta attività istruttoria)<sup>13</sup>. Enel Produzione ed ERG Power hanno esercitato il diritto di accesso agli atti<sup>14</sup>.

14. In data 27 luglio 2022, al fine di acquisire elementi utili per la valutazione dell'Operazione, è stata inviata una richiesta di informazioni a Enel Produzione. A seguito di tale richiesta, la società ha chiesto una proroga di 30 giorni rispetto al termine concesso dall'Autorità per riscontrare la suddetta richiesta. In ragione di ciò, il 4 agosto 2022 l'Autorità ha deliberato, ai sensi dell'articolo 16, comma 8, della legge n. 287/1990, una proroga del termine del procedimento, originariamente previsto in data 26 agosto 2022, fino al 25 settembre 2022. Enel Produzione ha risposto alla richiesta di informazioni in data 30 agosto 2022.

15. In data 9 settembre 2022, le Parti hanno ricevuto la Comunicazione delle Risultanze Istruttorie<sup>15</sup>. Le Parti non hanno depositato memorie difensive e non hanno richiesto di essere sentite nell'audizione finale dinanzi all'Autorità.

#### V. VALUTAZIONE DELLA CONCENTRAZIONE

16. Pur interessando anche i mercati della vendita di energia elettrica al dettaglio a clienti non domestici allacciati in media e alta tensione e dei titoli di efficienza energetica (c.d. "TEE"), in sede di avvio del procedimento l'Autorità ha ritenuto che l'operazione comunicata fosse suscettibile di determinare problematiche concorrenziali esclusivamente nel mercato della produzione e dell'approvvigionamento all'ingrosso di energia elettrica all'interno della macrozona Sicilia e nel mercato - parimenti, relativo, al più, alla macrozona Sicilia - della fornitura di servizi di dispacciamento. Sempre in sede di avvio l'Autorità aveva affermato di voler compiere verifiche in fase istruttoria al fine di stabilire se anche le aste per la contrattualizzazione della capacità, nuova ed esistente (c.d. *capacity market*) svolte da Terna, individuassero un mercato rilevante sotto il profilo della normativa a tutela della concorrenza e, in secondo luogo, quale fosse, se del caso, la valutazione degli effetti dell'Operazione con riferimento a tale mercato. Alla luce di quanto precede, l'Operazione è valutata con riferimento ai tre mercati individuati in sede di avvio<sup>16</sup>.

---

<sup>9</sup> [Vd. doc. 7 e 8.]

<sup>10</sup> [Come noto, l'art. 32, comma 1, lett. a) della legge 5 agosto 2022 n. 118 (Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021) ha modificato il test di valutazione delle operazioni di concentrazione previsto dall'art. 6 della legge 287/90, così uniformando la disciplina nazionale a quella europea prevista dall'art. 2 del Reg. 139/2004. In particolare, è stato superato il test di dominanza originariamente previsto dalla legge antitrust nazionale per abbracciare il più ampio test del significativo ostacolo alla concorrenza effettiva (SIEC - *Substantive impediment of effective competition*). La legge 118/2022 è stata pubblicata nella Gazzetta ufficiale n. 188 del 12 agosto scorso; pertanto, le sue disposizioni sono entrate in vigore il 27 agosto scorso, ossia 15 giorni dopo la pubblicazione in Gazzetta ufficiale, giusto quanto disposto dall'art. 73 Cost. Pertanto dal 27 agosto 2022 il SIEC test costituisce il test da applicare per la valutazione degli effetti concorrenziali delle operazioni di concentrazione nell'ordinamento antitrust nazionale. Nel caso di specie, tuttavia, avendo avviato il caso sulla base del vecchio testo dell'articolo 6, si ritiene si debba procedere alla sua chiusura applicando il test di dominanza.]

<sup>11</sup> [Vd. doc. 1.]

<sup>12</sup> [Vd. doc. 6.]

<sup>13</sup> [Vd. doc. 20, 21, 24 e 33.]

<sup>14</sup> [Vd. doc. 13, 18, 19, 38 e 39.]

<sup>15</sup> [Cfr. doc. 34 e 35.]

<sup>16</sup> [Allo stesso modo, già in sede di avvio si era ritenuta condivisibile la tesi di Parte secondo cui gli accordi ulteriori descritti possano qualificarsi quale restrizione accessoria ai sensi di quanto previsto dalla Comunicazione della Commissione sulle restrizioni direttamente connesse e necessarie alle concentrazioni.]

## **V.a. I mercati rilevanti**

### *Il mercato della produzione e dell'approvvigionamento all'ingrosso di energia elettrica*

17. Sulla base di una consolidata definizione, il mercato della produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica include le transazioni a termine e a pronti concluse attraverso le piattaforme organizzate dal GME (Gestore del Mercato Elettrico) e le transazioni di energia all'ingrosso tramite contratti bilaterali (OTC, *over the counter*). Quanto alle transazioni effettuate tramite le piattaforme organizzate dal GME, esse, come noto, annoverano gli scambi sul c.d. "mercato del giorno prima" ("MGP", in cui vengono scambiati diritti/impegni a prelevare/immettere energia elettrica per il giorno successivo) e gli scambi effettuati sul cd. "mercato infragiornaliero" ("MI", che prevede ulteriori sessioni di offerte immediatamente successive a quelle su MGP al fine di permettere agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP)<sup>17</sup>.

18. Nella propria consolidata prassi, l'Autorità non effettua alcuna distinzione all'interno di tale mercato rilevante in base alla fonte dell'energia prodotta (tradizionale, rinnovabile ecc.) o alle modalità di produzione o di approvvigionamento<sup>18</sup>.

19. Quanto alla dimensione geografica del mercato essa è sempre stata definita di tipo *sub*-nazionale, a causa dei macro-vincoli di rete che, in determinate circostanze – e in particolare nei casi in cui il fabbisogno espresso dalla domanda di energia dovesse superare i vincoli di transito dell'energia consentiti dalla rete di trasmissione – possono portare alla separazione (*splitting*) del mercato in diverse (macro) zone, caratterizzate da diversi prezzi di equilibrio su MGP.

20. In particolare, la presenza di tali vincoli di rete di trasmissione, ha indotto l'Autorità anche di recente ad identificare quattro "macro-zone" costituenti altrettanti mercati geografici distinti relativi all'approvvigionamento all'ingrosso di energia elettrica<sup>19</sup>: la macro-zona Nord, la macro-zona Sud, la macro-zona Sicilia e la macro-zona Sardegna. Con specifico riferimento all'oggetto della operazione in esame, e pur essendosi negli ultimi anni tendenzialmente ridotta la intensità dei fenomeni di *splitting* del mercato – anche a seguito di interventi di potenziamento della rete di trasmissione – permangono casi di *market splitting* non trascurabili in molte ore dell'anno tra la macro-zona Sud e la macro-zona Sicilia.

21. Infatti, ancora nel 2020, le c.d. "ore di separazione" tra Sicilia e Calabria, ossia le ore in cui, a causa del superamento dei limiti di transito, si è verificata una difformità dei prezzi tra zone, risultavano pari a circa il [30-35%] del totale<sup>20</sup>.

22. Le stesse Parti del procedimento, nel formulario con cui hanno comunicato l'Operazione, ammettono questo fenomeno di separazione zonale della Sicilia dal continente ed identificano la Sicilia come un mercato rilevante con riferimento all'approvvigionamento all'ingrosso di energia<sup>21</sup>.

23. Pertanto, nel caso di specie, in ragione della localizzazione dell'impresa acquisita, l'Operazione esercita i propri effetti nel mercato siciliano dell'approvvigionamento all'ingrosso di energia elettrica.

### *Il mercato dei servizi di dispacciamento dell'energia elettrica*

24. Il c.d. mercato dei servizi di dispacciamento ("MSD") è quello in cui il gestore della rete elettrica nazionale Terna opera dal lato della domanda al fine di: i) acquisire dai generatori elettrici le risorse necessarie a risolvere le congestioni della rete all'interno di ciascuna zona in cui si è separato il mercato ad esito di MGP e MI; ii) costituire adeguati margini di capacità di riserva; iii) regolare la tensione sulla rete al fine di garantire il dispacciamento in sicurezza dell'energia immessa nel sistema<sup>22</sup>.

25. Più in particolare, nel mercato dei servizi di dispacciamento gli operatori elettrici possono formulare sia offerte "a salire", che indicano il prezzo al quale sono disposti a vendere più energia rispetto a quella programmata ad esito di

---

<sup>17</sup> [Il MGP e il MI sono mercati organizzati nella forma di asta non discriminatoria, in cui agli operatori offerenti vengono remunerati al prezzo marginale di sistema. Più in particolare, tale meccanismo prevede che il GME, ricevute le offerte di acquisto e di vendita per una determinata ora del giorno "t", costruisca una curva oraria di offerta aggregata e una curva oraria di domanda aggregata ordinando le offerte di vendita e di acquisto in base al merito economico (cioè al prezzo di vendita e di acquisto espresso), individuando l'equilibrio del mercato nel punto di incontro tra tali curve. Il prezzo orario di equilibrio così individuato (c.d. prezzo marginale) si applica a tutte le transazioni che si svolgono in quella determinata ora. L'algoritmo per la risoluzione del mercato del giorno prima tiene conto dei limiti massimi di transito esistenti tra le zone di mercato per cui, ove le transazioni che si vengano a determinare in una data ora superino tali limiti di transito, il mercato si separa in zone (c.d. market splitting) e si definiscono curve di domanda e offerta – e prezzi orari – di natura "zonale".]

<sup>18</sup> [Cfr. a titolo esemplificativo C12405 – ENEL PRODUZIONE/ERG HYDRO, Prov. n. 29870 del 29 ottobre 2021, in Boll. n. 45/2021.]

<sup>19</sup> [Vd. provvedimento n. 28498/2020 di non avvio istruttorio della concentrazione C12339 - Linea Group Holding/Agripower, in Bollettino n. 2/2021.]

<sup>20</sup> [In oltre il [30-35%] delle ore, inoltre, la differenza tra i prezzi zonali ha superato il 5%, vd. doc. 31.]

<sup>21</sup> [Enel afferma infatti, nel formulario di notifica dell'Operazione, che permangono "casi di market splitting non trascurabili tra la macro-zona Sud e la macro-zona Sicilia", concludendo che il mercato in questione è da identificarsi come il "mercato della produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica nella macro-zona Sicilia".]

<sup>22</sup> [In altri termini, il dispacciamento permette di compensare gli squilibri tra le immissioni e prelievi di energia programmati ad esito dei relativi mercati e quelli effettivi, assicurando la stabilità e la sicurezza del sistema elettrico (evitando quindi, ad esempio, che tali squilibri alterino le condizioni di tensione e frequenza della rete).]

MGP ed MI, sia offerte "a scendere", che indicano il prezzo al quale essi sono disposti a ridurre la produzione rispetto a quella programmata in uscita da MGP ed MI (di fatto offrono un prezzo al quale sono figurativamente disposti ad acquistare parte della loro energia prodotta). Terna pertanto di fatto acquista (nel caso di offerte a salire) e vende (nel caso di offerte a scendere) energia su MSD<sup>23</sup>.

26. Il mercato dei servizi di dispacciamento in Italia si articola, più nel dettaglio, in due fasi di programmazione:

- una fase *ex-ante* (c.d. "MSD *ex-ante*") che avviene il giorno prima delle transazioni subito dopo le sessioni di MGP e MI; il MSD *ex-ante* è, a sua volta, articolato in 6 sessioni, nelle quali Terna si approvvigiona delle risorse necessarie a costituire i margini di riserva secondaria e terziaria<sup>24</sup>, a risolvere le congestioni locali e a mantenere la regolazione della tensione sulla rete al fine di garantire il dispacciamento in sicurezza dell'energia immessa nel sistema;
- fase di Bilanciamento in tempo reale ("MB") che avviene il giorno stesso delle transazioni; anche MB è articolato in 6 sessioni, in cui Terna utilizza in tempo reale le risorse approvvigionate nella fase *ex ante*, distinte in:
  - Regolazione Secondaria ("RS");
  - Altri Servizi ("AS", che include le quantità accettate per regolazione terziaria, bilanciamento, risoluzione congestioni e mantenimento delle tensioni).

27. Sul mercato dei servizi di dispacciamento sono abilitati a partecipare solo le Unità di Produzione (UP) che, ai sensi del cd. Codice di Rete<sup>25</sup>, rispettano una serie di requisiti e caratteristiche di flessibilità (ad esempio, la capacità di modulare la produzione nella giornata)<sup>26</sup>.

28. Nel valutare tale mercato, l'Autorità, nella sua prassi, ha considerato la possibilità di definirlo sia come un unico mercato sia come mercati distinti, senza giungere sino ad ora a una determinazione conclusiva sul punto<sup>27</sup>.

29. Un elemento di rilievo, emerso anche in fase istruttoria, che milita nella direzione di definire MSD come un unico mercato è che né nelle offerte presentate dagli operatori, né nelle offerte accettate da Terna sullo stesso, vi è una indicazione dello specifico servizio per cui la selezione dell'offerta è avvenuta (risoluzioni congestioni, regolazione della tensione ecc.).

30. Nel corso dell'audizione del 21 luglio 2022 con Enel Produzione, è stato chiesto alla società se la stessa – e più in generale un operatore della generazione elettrica – nella sua qualità di offerente nel mercato del dispacciamento, abbia consapevolezza di quali siano i singoli servizi richiesti da Terna a cui le proprie offerte (a salire ed a scendere) si riferiscono, o se possa comunque formulare aspettative attendibili a riguardo. Enel Produzione ha risposto che normalmente questa informazione non è nota. Un operatore può al più fare proprie valutazioni sulla situazione contingente che si realizza sulla rete in un dato momento e che rende necessario a Terna di approvvigionarsi di alcuni servizi ma si tratterebbe di mere congetture. Ciò anche in considerazione del fatto che soltanto Terna conosce l'assetto che essa intende dare alla rete da essa gestita, mentre l'operatore non può conoscere nemmeno le condizioni di rete che Terna intende raggiungere<sup>28</sup>.

31. Nella risposta di Enel Produzione del 30 agosto alla richiesta di informazioni dell'Autorità, la società ha poi specificato che, *[omissis]*<sup>29</sup>.

32. Sempre con riferimento alla necessità di individuare la corretta definizione del mercato dei servizi di dispacciamento, nel formulario con il quale ha notificato l'Operazione all'Autorità, Enel aveva fatto riferimento alla possibilità che vi siano delle "dinamiche competitive di carattere locale" che interesserebbero gli impianti termoelettrici presenti nella Sicilia Sud-orientale (la centrale Enel di Priolo, quella di Isab e quella di ERG Power oggetto di acquisizione), nell'offerta dei servizi necessari alla gestione delle congestioni e alla regolazione della tensione per affrontare i quali non sarebbero, per quanto di conoscenza di Enel, nemmeno pianificati interventi di sviluppo della rete a livello locale.

---

<sup>23</sup> *[Diversamente dai mercati dell'energia, in ragione anche della natura dei servizi (finalizzati a bilanciare il sistema in tempo reale), che renderebbe complessa la costruzione di domanda e offerta e la successiva applicazione di un prezzo uniforme, nel MSD la remunerazione delle offerte avviene al prezzo formulato (pay as bid), ossia in base al meccanismo della c.d. asta discriminatoria.]*

<sup>24</sup> *[L'obiettivo della riserva secondaria è quello di ricondurre il livello di frequenza dell'energia sulla rete al suo valore prestabilito. Essa, pertanto, consiste nella disponibilità, in capo al TSO, di una determinata banda di potenza "di regolazione secondaria", che sia utilizzabile entro un certo numero di secondi. L'obiettivo della riserva terziaria è quello di supportare la riserva secondaria e consentire la ricostituzione dei margini di riserva della stessa. La banda di regolazione terziaria ha tempi di attivazione meno rapidi di quella di regolazione secondaria e può essere utilizzabile anche entro un'ora.]*

<sup>25</sup> *[Il Codice di Rete, applicato da Terna dal 1° novembre 2005, è stato predisposto in conformità a quanto previsto nel D.P.C.M. dell'11 maggio 2004 e sulla base delle direttive dell'allora Autorità per l'energia elettrica e il gas (oggi ARERA), di cui alla delibera n. 250/04 ed è sottoposto a un continuo processo di aggiornamento secondo le procedure previste dallo stesso documento.]*

<sup>26</sup> *[Sebbene sia in corso un progetto di riforma del mercato dei servizi di dispacciamento volto, tra le altre cose, ad aprire il medesimo anche a risorse innovative che amplieranno le risorse a disposizione del TSO per la gestione della rete (es. accumuli di energia, piccola generazione diffusa, aggregazioni della domanda), tali innovazioni si trovano ancora in una fase sperimentale (cfr. Allegato A della delibera 13 gennaio 2022, 2/2022/A, Quadro strategico 2022-2025 dell'ARERA).]*

<sup>27</sup> *[Cfr. a titolo esemplificativo C12018 - A2A TRADING/RAMO DI AZIENDA DI SORGENIA POWER, Prov. n. 25798 del 22 dicembre 2015, in Boll. n. 49/2015, e C12405 - ENEL PRODUZIONE/ERG HYDRO, cit.. Anche la Commissione Europea nella propria casistica di valutazione di operazioni di concentrazione tra operatori elettrici ha lasciato aperta la questione relativa al se MSD sia un mercato unico o se invece vadano distinti i mercati relativi alle diverse tipologie di risorse e/o servizi accessori acquistati dal gestore di rete.]*

<sup>28</sup> *[Vd. doc. 20.]*

<sup>29</sup> *[Cfr. doc. 30.]*

33. Al riguardo ARERA, in sede di audizione, ha affermato (dandone successivamente evidenza documentale) che, da proprie analisi interne, basate su dati provenienti da Terna fino a febbraio 2022, appariva in effetti insistere un vincolo di rete implicito di (potenza reattiva per) regolazione di tensione - sull'area di cui trattasi (che assumerebbe quindi la natura di c.d. cluster, attualmente comprensivo degli impianti di quattro soggetti - ENEL, ERG, A2A con San Filippo del Mela e ISAB con l'impianto collegato alla raffineria). ARERA precisava che si trattava, in particolare, di un vincolo nell'area orientale dell'Isola per cui almeno un'UP degli impianti di cui sopra deve risultare accesa in esito a MSD, aggiungendo che, tuttavia, il TSO Terna ha una maggiore contezza dell'evoluzione della situazione, ad esempio in relazione a eventuali interventi capaci di migliorare o risolvere le situazioni di criticità relative a tale area.

34. Terna, già nella propria risposta dell'11 luglio 2022 alla richiesta di informazioni della Direzione, non aveva ravvisato, tra le principali criticità del sistema elettrico siciliano, la presenza di un vincolo nodale nell'area Sud-orientale dell'isola a fini di regolazione della tensione come invece ipotizzato da Enel e da ARERA.

35. In risposta alla richiesta di delucidazione circa la difformità rispetto alle valutazioni di Enel e ARERA, Terna nel corso dell'audizione del 2 settembre u.s., ha successivamente chiarito che le criticità evidenziate da tali soggetti sono in realtà nel frattempo state superate in ragione di una evoluzione delle modalità di gestione della rete. In particolare, il TSO ha dichiarato di aver di recente avviato una rivisitazione dei metodi di gestione attiva della rete di trasmissione, che gli ha concesso di risolvere numerose criticità tra cui, per l'appunto, l'esistenza di un vincolo di rete per la regolazione della tensione in Sicilia Sud-orientale<sup>30</sup>.

36. Alla luce di quanto precede, con riferimento all'individuazione dell'esatta dimensione merceologica del MSD, è possibile concludere che le evidenze raccolte in sede istruttoria militano a favore della considerazione unificata dei vari servizi di cui si compone il MSD ex-ante. Le dichiarazioni rese da Enel Produzione di formulare offerte distinte su MB per la regolazione secondaria e gli altri servizi potrebbero tuttavia rendere ipotizzabile una segmentazione all'interno del MB. Si ritiene tuttavia che non sia necessario, nel caso di specie, verificare tale ipotesi, in quanto una eventuale segmentazione in tal senso non modificherebbe la valutazione della presente operazione (cfr. *infra*).

37. Per quel che riguarda la dimensione geografica del mercato MSD si può concludere che, in ragione delle dichiarazioni di Terna che indicano, a partire dal primo semestre 2022, la risoluzione delle pre-esistenti criticità locali nella rete che caratterizzavano l'area in cui risulta ubicato l'impianto oggetto di acquisizione, ed in analogia al mercato all'ingrosso dell'energia, essa abbia una estensione geografica corrispondente a quella della intera macro-zona Sicilia.

#### *Il mercato della capacità (capacity market)*

38. Il c.d. *capacity market* è uno strumento pensato per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico e il raggiungimento dei *target* di decarbonizzazione definiti dal PNIEC<sup>31</sup>. La disciplina rilevante si basa principalmente sulla Delibera ARERA ARG/ELT/98/11, sul Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 28 giugno 2019 e sul Decreto del Ministero della Transizione Ecologica del 28 ottobre 2021.

39. Nel dettaglio, il mercato della capacità è un meccanismo con cui il gestore della rete Terna contrattualizza capacità produttiva, sia esistente che di nuova realizzazione, attraverso contratti di approvvigionamento di lungo termine aggiudicati tramite aste competitive. Al momento sono state realizzate tre aste da Terna, una relativa alla contrattualizzazione al 2022, una al 2023 ed una relativa al 2024; alle aste possono partecipare gli operatori titolari di unità di produzione (programmabili e non programmabili) che offrono capacità sia esistente (su base annuale) sia nuova (su base quindicennale)<sup>32</sup>.

40. Con riferimento alla capacità selezionata in esito all'asta, i soggetti aggiudicatari hanno, per l'intero periodo di consegna:

- il diritto di ricevere da Terna un premio fisso annuo espresso in euro/MWh/anno (il cui valore è definito in sede di gara entro un massimo)<sup>33</sup>;
- l'obbligo di offrire la capacità contrattualizzata (capacità disponibile in probabilità, c.d. CDP) sui mercati dell'energia e dei servizi<sup>34</sup>;

<sup>30</sup> [Nello specifico, Terna ha dichiarato che "Il superamento delle problematiche evidenziate è dovuto all'adozione, da parte di Terna di nuove modalità nella gestione dei vincoli a rete integra. In particolare, sono stati introdotti nuovi approcci nell'utilizzo degli asset esistenti e nuove tecnologie a supporto delle valutazioni dei vincoli di rete", vd. doc. 33.]

<sup>31</sup> [Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, predisposto dal Ministero dello Sviluppo Economico e inviato nel dicembre 2019 alla Commissione europea in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999.]

<sup>32</sup> [Alle aste possono altresì partecipare le unità di consumo (demand-response) e le risorse estere con specifici obblighi e diritti. La disciplina del sistema di remunerazione della capacità produttiva prevede poi la presenza di aste di aggiustamento aventi periodo di consegna pari ad un anno e di sessioni di negoziazione del mercato secondario aventi un periodo di consegna pari ad un mese. Tali meccanismi consentono agli operatori di rimodulare la propria posizione circa gli obblighi contrattuali pluriennali assunti verso Terna in esito alla c.d. "asta madre". La potenza efficiente netta delle unità qualificate dall'operatore ai fini dell'asta viene quindi ridotta tramite l'impiego di specifici coefficienti di "de-rating" associati al tipo di tecnologia dell'unità, che tengono conto dei fattori che, per ciascuna tecnologia, potrebbero ridurre la capacità effettivamente offerta dall'unità. In tal modo, Terna ottiene una quantificazione della "capacità in probabilità" (CDP), ossia la massima capacità che può essere offerta sul mercato.]

<sup>33</sup> [Il premio massimo riconoscibile alla capacità produttiva esistente è pari a 33.000 €/MWh/anno, alla capacità nuova 75.000 €/MWh/anno.]

<sup>34</sup> [Più in dettaglio, l'obbligo di disponibilità deve essere rispettato, con determinate percentuali (75% delle ore del mese) e al netto di attività di manutenzione programmate ed eventuali vincoli di rete, per ogni ora di consegna e per ciascuna ora di mercato con le unità

- l'obbligo di restituire a Terna – con riferimento alla capacità contrattualizzata - la differenza se positiva fra il prezzo dell'energia elettrica che si realizza sui mercati dell'energia e dei servizi ed un prezzo di esercizio definito da ARERA (c.d. "strike price")<sup>35</sup>.

41. Lo *strike price* (o prezzo di esercizio) è misurato sui costi di esercizio di un impianto c.d. di punta (cioè che viene ammesso alla produzione unicamente nei momenti di picco di domanda) ovvero i costi fissi e variabili di un impianto turbogas a ciclo aperto<sup>36</sup>. Si tratta dunque di un prezzo piuttosto elevato rispetto ai prezzi normalmente vigenti nei mercati dell'energia e ampiamente superiore al costo marginale degli impianti termoelettrici che di norma formano il prezzo marginale in sede di MGP e MI (segnatamente i cicli combinati a gas, *cf. infra*).

42. Di fatto, pertanto, il meccanismo del c.d. *capacity market* funziona come una opzione *call* a disposizione del TSO Terna che può, ove necessario, disporre di capacità adeguata al fabbisogno ad un prezzo pari a quello che si pagherebbe per mettere in funzione un impianto di punta. L'operatore che è ammesso al *capacity market* riceve il premio fisso risultato dalla gare ed il prezzo di mercato (con ovviamente il vincolo del dover corrispondere a Terna eventuali differenze positive tra il prezzo di mercato e lo *strike price*, c.d. corrispettivo variabile). Rispetto dunque al tradizionale funzionamento dei mercati dell'energia, il *capacity market* introduce una ulteriore complessità consistente nel fatto che l'operatore contrattualizzato gode di una ulteriore fonte di reddito – il premio fisso annuale per i MW impegnati – circostanza che può modificare le strategie di *pricing* degli operatori su MGP, MI e MSD.

43. Il meccanismo del *capacity market* italiano è stato notificato alla Commissione Europea ai sensi della normativa in tema di aiuti di stato ed è stato riconosciuto come un aiuto di stato autorizzato in via temporanea per dieci anni (sino al 31 dicembre 2028) con la Decisione della Commissione C(2018) 617 del 7 febbraio 2018.

44. Come detto, ad oggi sono state svolte da Terna le aste relative ai periodi di consegna 2022, 2023 e 2024. Con riferimento agli impianti situati nella zona Sicilia, di interesse nell'attuale procedimento, risultano assegnati circa 1,9 GW di capacità esistente e 53 MW di capacità nuova in esito all'asta 2022, circa 1,8 GW di capacità esistente e 342 MW di capacità nuova in esito all'asta 2023 e circa 1,8 GW di capacità esistente e 8 MW di capacità nuova in esito all'asta 2024<sup>37</sup>. Nelle aste 2022 e 2023, è stata selezionata tutta la capacità offerta sia esistente che nuova, e il premio riconosciuto è risultato pari al *cap* rispettivamente di 33.000 e 75.000 euro/MW/anno; nell'asta 2024, invece, la capacità nuova offerta è stata accettata a un premio inferiore al *cap* e pari a 33.467 €/MW/anno<sup>38</sup>. Terna ha affermato che la circostanza per cui, nella maggior parte dei casi, il premio corrisposto è risultato pari al *cap* è dipesa dalla scarsità della offerta rispetto alla capacità domandata.

45. Quanto alla dimensione geografica ipoteticamente ascrivibile a un eventuale mercato rilevante del *capacity market*, essa dipenderebbe dalla capacità degli operatori di partecipare alle aste in relazione alla domanda di capacità di trasmissione tra zone di mercato espressa da Terna, per cui sarebbe soggetta alle medesime considerazioni valide per i mercati dell'energia. Nel caso di specie, pertanto, a causa dei citati limiti di transito, essa potrebbe essere considerata coincidente con la macro-zona Sicilia.

46. Come già evidenziato in sede di avvio di istruttoria, in base alle informazioni fornite nel formulario, le Parti risultano entrambe assegnatarie di larghissima parte della capacità produttiva disponibile in probabilità ("CDP"), sia esistente che nuova, assegnata da Terna in Sicilia nelle aste già svolte per gli anni di consegna 2022, 2023 e 2024. In particolare, le Parti risultano congiuntamente assegnatarie di oltre l'85% della capacità esistente acquisita da Terna in Sicilia con le aste per gli anni 2022 e 2023<sup>39</sup> e addirittura del 97% di quella assegnata in Sicilia con le aste per il 2024<sup>40</sup>. La capacità contrattualizzata dalle Parti all'interno del *capacity market* risulta pari, in tutti e tre gli anni, a una quota compresa tra il 40% e il 50% della propria capacità complessiva in Sicilia.

47. Pur essendo il *capacity market* un meccanismo attualmente vigente – e in vigore quantomeno fino al 2024 – le relative aste sono state già effettuate. La possibilità di definire al momento l'esistenza di un mercato rilevante delle eventuali future aste organizzate da Terna per la contrattualizzazione della capacità (nuova ed esistente) tramite il meccanismo del *capacity market* appare dunque legata alla eventualità che vengano organizzate in futuro nuove aste per gli anni 2025, 2026, 2027 e 2028 (ultimo anno di validità dell'autorizzazione comunitaria del meccanismo).

---

*qualificate dall'operatore prima della partecipazione all'asta. L'adempimento all'obbligo viene verificato su base mensile e un eventuale inadempimento ripetuto comporta penalizzazioni economiche quali la perdita dei corrispettivi spettanti all'operatore.]*

<sup>35</sup> *[Nel caso in cui, invece, l'operatore non abbia offerto la capacità, o che si sia visto rifiutare la propria offerta ad essa relativa e il prezzo di mercato abbia superato lo strike price, la obbligazione monetaria variabile dell'operatore nei confronti di Terna ("payback obligation") consiste, anziché in una restituzione, in una penale. Proprio al fine di rendere possibile questo tipo di payback obligation, le regole del capacity market prevedono che l'operatore nomini a fine mese le unità assoggettate al meccanismo del capacity ma con il vincolo di nominare prioritariamente le unità che abbiano presentato quantità accettate in esito ai mercati.]*

<sup>36</sup> *[Cfr. doc. 24.]*

<sup>37</sup> *[Cfr. doc. 2.]*

<sup>38</sup> *[In generale, non essendo chiamato a coprire i costi di investimento, il premio relativo alla capacità esistente risulta significativamente inferiore a quello attribuibile alla capacità nuova, cfr. doc. 30 e 33.]*

<sup>39</sup> *[Nel dettaglio, nell'asta per il 2022 gli impianti di Enel si sono aggiudicati il 67,6% del totale della capacità assegnata, quelli di ERG il 18,1%, per un dato aggregato dell'85,7%; nell'asta per il 2023, Enel ha avuto assegnata il 67,8% della capacità ed ERG il 18,9%, per un totale dell'86,7%.]*

<sup>40</sup> *[Di cui l'80,9% ad Enel e il 16,4% a ERG.]*

48. Enel Produzione nella sua risposta del 30 agosto 2022, pur avendo rilevato nel Rapporto di Adeguatezza di Terna per il 2021 una preoccupazione del TSO per il rischio di mancata copertura della domanda nell'area siciliana negli anni a venire, ha affermato di non disporre di elementi informativi specifici circa la possibilità che possano essere previste procedure future in tal senso<sup>41</sup>. Similmente i rappresentanti di A2A, durante l'audizione del 29 luglio 2022, hanno dichiarato a riguardo che sarebbe in corso un dibattito a livello di soggetti preposti (regolatore di settore, Terna, Ministero competente) almeno per le eventuali aste 2025, ma che, a quanto noto agli operatori, l'esito è ancora dubbio e sarà presa una decisione definitiva in base ad analisi di adeguatezza del sistema nel suo complesso<sup>42</sup>.

49. I rappresentanti del regolatore settoriale ARERA nel corso della audizione hanno affermato che, pur non essendoci allo stato espresse previsioni, è comunque ragionevole immaginare che il meccanismo sia reiterato almeno all'interno del periodo di deroga concesso dalla Commissione, in quanto è comunque concepito come un meccanismo annuale (almeno per quel che concerne la capacità esistente, mentre, come già accennato, per la capacità nuova è stata introdotta una contrattualizzazione già *ab origine* pluriennale). Ciò sebbene gli stessi rappresentanti di ARERA abbiano rilevato che tale strumento "non può ritenersi strutturale"<sup>43</sup>.

50. Infine, il TSO Terna ha dichiarato, con riferimento alle prospettive future del *capacity market*, che il Decreto Ministeriale MITE del 28 ottobre 2021 definisce che a valle dell'asta con periodo di consegna 2024 si debbano effettuare delle valutazioni sullo stato di adeguatezza del sistema elettrico nazionale, in base alle quali definire se procedere con lo svolgimento di aste per gli anni successivi al 2024. La valutazione sulle necessità di svolgere ulteriori aste non è stata ancora completata<sup>44</sup>.

51. Gli elementi raccolti in fase istruttoria non consentono pertanto di concludere con sufficiente certezza circa la possibilità che si svolgano nuove aste per la contrattualizzazione di capacità per il 2025, il 2026, il 2027 ed il 2028. In tale situazione appare ragionevole non considerare come rilevante ai fini della presente valutazione il mercato delle future aste per il *capacity market*.

52. Tuttavia, la vigenza del meccanismo del *capacity market* quantomeno fino al 2024, relativamente alla capacità assegnata nelle tre aste già effettuate, richiede di tenere conto di eventuali interazioni tra tale meccanismo e i mercati dell'energia all'ingrosso e dei servizi di dispacciamento, in particolare con riferimento alla possibilità che il sistema di vincoli e *payoff* che gli operatori hanno acquisito vincolandosi nel *capacity market* possa influire sugli incentivi degli stessi operatori nei mercati citati. Pertanto, la valutazione della presente operazione nei mercati dell'energia e dei servizi sarà effettuata tenendo conto anche del funzionamento di tale meccanismo del *capacity market* (cfr. *infra*).

#### **V.b. La struttura del settore elettrico in Sicilia e futuri sviluppi della rete**

53. Il parco termoelettrico siciliano è costituito da un totale di 12 impianti nella disponibilità di 8 operatori, per una potenza complessiva di circa 4.530 MW (si veda la tabella seguente), tra cui si annoverano tre impianti di Enel Produzione, per un totale di [1.500–3.000] MW; sono inoltre presenti numerosi impianti idroelettrici, di pompaggio e da fonti rinnovabili non programmabili (eolico e solare)<sup>45</sup>.

---

<sup>41</sup> [Vd. doc. 30.]

<sup>42</sup> [Vd. doc. 21.]

<sup>43</sup> [Vd. doc. 24.]

<sup>44</sup> [In particolare, Terna ha dichiarato a riguardo: [omissis], vd. doc. 33.]

<sup>45</sup> [In particolare, la potenza installata attribuibile agli impianti rinnovabili (idrici, eolici e fotovoltaici) in Sicilia è complessivamente pari a poco più di 4000 MW (cfr. Piano Energetico Ambientale della Regione Siciliana, anno 2021, pag. 212 [https://www.regione.sicilia.it/sites/default/files/2022-04/RA%20completo\\_22.pdf](https://www.regione.sicilia.it/sites/default/files/2022-04/RA%20completo_22.pdf)).]

**Tavola 1: Potenza termica installata in Sicilia**

Ragione Sociale Operatore	Nome impianto	Potenza Max (MW)
A2A	San Filippo del Mela	[500-1.000]
Edison	Milazzo	[0-500]
Enel Produzione	Porto Empedocle	[0-500]
Enel Produzione	Priolo	[500-1.000]
Enel Produzione	Termini Imerese	[1.000-1.500]
EP Produzione	Trapani	[0-500]
Engie Italia	GTG101/GTG501	[0-500]
Erg Power	Nuce Nord (Priolo)	[0-500]
Fri El trading	Enna	[0-500]
ISAB	SRL3 IMPSUD	[0-500]
ISAB	ISAB Energy	[500-1000]
SASOL	Augusta	[0-500]
Totale		[4.500-5.000]

Fonte: Terna, doc. 6

54. Attualmente la Sicilia risulta connessa al Continente tramite l'Elettrodotto 400 kV "Sorgente – Rizziconi" e la doppia terna 380 kV "Scilla-Villafranca". Il limite di scambio in import verso l'isola può raggiungere il valore di 1.500 MW. Nonostante questi collegamenti con il Continente la Sicilia, come detto *supra* §20, molto spesso si separa dal resto del territorio nazionale ad esito dei mercati dell'energia (MGP e MI) e dei mercati dei servizi di dispacciamento.

55. Per ovviare a queste carenze di interconnessione, che determinano l'emersione di prezzi zionali siciliani più alti di quelli delle altre zone (con effetti inflattivi sul PUN nazionale), il TSO Terna sta realizzando nuovi investimenti. La Sicilia sarà infatti in primo luogo ulteriormente connessa al Continente per il tramite del c.d. *Tyrrhenian Link*, un intervento che prevede la realizzazione di due collegamenti HVDC (in corrente continua) sottomarini da 1.000 MW ciascuno, che collegheranno la Sicilia alla Campania – c.d. Ramo Est – ed alla Sardegna – c.d. Ramo Ovest –, per una lunghezza totale di 950 km. Terna ha dichiarato che, secondo l'attuale pianificazione - e a meno di ritardi nel processo autorizzativo e negli approvvigionamenti degli asset (considerato il ridotto numero dei fornitori di cavi e stazioni HVDC) - l'opera dovrebbe essere a regime nella sua interezza nel 2028. Un primo cavo però - quello relativo al Ramo Est - dovrebbe essere operativo già a partire dalla fine del 2025 e consentirebbe uno scambio di 500 MW tra zona Sicilia e la zona Centro-Sud<sup>46</sup>.

56. A giudizio di Terna l'entrata in esercizio del *Tyrrhenian Link* dovrebbe consentire di completare il processo di *phase-out* degli impianti di generazione convenzionale più inquinanti ed obsoleti presenti nelle due isole maggiori, garantendo l'adeguatezza e la sicurezza dei sistemi elettrici isolani, nonché l'incremento della concorrenzialità sui mercati dell'energia in Sicilia grazie all'aumento della capacità di interconnessione dell'isola con il Continente e la Sardegna e conseguentemente una maggiore integrazione dell'ingente quantità di generazione da fonti rinnovabili attesa nell'isola nel medio e lungo termine.

57. Terna, nella sua risposta dell'11 luglio, ha anche informato che, nell'ambito del Piano di Sviluppo 2021, è stato pianificato un altro intervento relativo alla rete di trasmissione interna siciliana - il nuovo collegamento 400 kV "Bolano Paradiso" - che, una volta realizzato, permetterà, dal 2026, di incrementare il limite di scambio tra le zone di mercato Calabria e Sicilia fino al valore di 2000 MW, unitamente agli altri interventi interdipendenti con conseguente più frequente allineamento dei prezzi tra Sicilia ed Italia continentale<sup>47</sup>.

58. La rete di trasmissione interna primaria dell'isola è costituita essenzialmente da un'unica dorsale ad Est a 380 kV "Sorgente – Paternò – Chiaramonte Gulfi – Priolo – Isab E." e da un anello a 220 kV con ridotta capacità di trasporto tra l'area orientale e occidentale. Terna informa che il completamento dell'elettrodotto a 400 kV Paternò – Pantano – Priolo, attualmente previsto per il 2023, contribuirà ad aumentare la continuità del servizio e la stabilità delle tensioni nella Sicilia orientale. La stabilità nella regolazione della tensione, a detta del TSO, dovrebbe essere consentita anche

<sup>46</sup> [Vd. doc. 6.]

<sup>47</sup> [Vd. doc. 6.]

dalla progressiva integrazione della nuova capacità di generazione rinnovabile (soprattutto eolica), la cui capacità installata è prevista in forte sviluppo nella zona Sud-orientale della Sicilia<sup>48</sup>.

59. Nel Piano di Sviluppo della rete di trasmissione 2020 è stato inoltre pianificato il nuovo elettrodotto 400 kV Caracoli – Ciminna, con l'obiettivo di collegare la rete a 400 kV siciliana con il futuro punto di approdo del collegamento *Tyrrhenian Link* per consentire lo sfruttamento dello stesso alla piena potenza. Infine, tra i rinforzi interni al sistema elettrico siciliano, Terna ha dichiarato di prevedere anche la realizzazione dell'elettrodotto 400 kV Assoro – Sorgente 2 – Villafranca con l'obiettivo di rinforzare ulteriormente la rete di trasmissione siciliana tramite la realizzazione (in sinergia con l'elettrodotto Chiaramonte Gulfi – Ciminna) dell'anello a 400 kV in Sicilia, consentendo l'incremento della capacità di scambio tra la parte orientale della Sicilia e quella occidentale<sup>49</sup>.

60. Tutti questi interventi di sviluppo e potenziamento della rete siciliana e di collegamento con il Continente dovrebbero consentire, a detta del TSO, una soluzione delle dinamiche zionali in Sicilia entro un orizzonte di medio/lungo termine (2028). Si anticipa al riguardo che in tutte le analisi prospettiche sul potere di mercato *post merger* di Enel in Sicilia che Terna ha sviluppato su richiesta della Direzione istruttoria, si prevede la piena realizzazione di tutti questi interventi entro il 2028<sup>50</sup>. Ovviamente, al momento non si è in grado di attribuire una probabilità alla realizzazione di tutte le infrastrutture citate nei tempi attualmente pianificati. Al riguardo si anticipano due considerazioni di merito: i) la prima è che per una valutazione di una operazione di concentrazione che avviene a settembre 2022, il 2028 rappresenta un orizzonte temporale molto lontano e dunque poco rilevante ai fini della valutazione stessa; ii) la seconda, in una ottica conservativa, è che le valutazioni concorrenziali dell'operazione in esame che seguono verranno svolte sia ipotizzando uno scenario "a rete integra", tenendo conto dell'entrata in servizio di tutti gli investimenti previsti, sia verificando scenari alternativi che tengano conto di ritardi o non funzionamento di alcune di queste interconnessioni.

### **V.c. La struttura dei mercati rilevanti**

#### *Il mercato della produzione e dell'approvvigionamento all'ingrosso di energia elettrica*

61. Per quel che riguarda il mercato della produzione e approvvigionamento all'ingrosso di energia elettrica, nel 2021 il gruppo acquirente Enel ha detenuto nella macro-zona Sicilia una quota di circa il [30-35%] in termini di capacità installata, a cui è corrisposta a una quota di produzione pari a circa il [20-25%]. A tali quote, ad esito dell'Operazione, si verrebbe a sommare una quota attribuibile all'impianto acquisito da ERG Power pari rispettivamente a circa il [1-5%] in termini di capacità installata e il [15-20%] in termini di produzione.

62. La somma delle quote di mercato così calcolate indica, sul mercato rilevante dell'approvvigionamento all'ingrosso di energia elettrica in Sicilia, una quota cumulata attribuibile alla *merged entity* pari, rispettivamente, al [35-40%] in termini di capacità installata e il [35-40%] in termini di energia prodotta in Sicilia nel 2021<sup>51</sup>. A fronte di ciò, i principali concorrenti delle Parti nella macro-zona siciliana presentano quote molto inferiori: Edison (9%), A2A (6%) e Isab (3%)<sup>52</sup>. E' evidente come Enel Produzione, a seguito dell'operazione, rafforzi ulteriormente una posizione di mercato già particolarmente forte.

#### *Il mercato dei servizi di dispacciamento dell'energia elettrica*

63. La tavola che segue (cfr. Tavola 2) fornisce le quote di Enel ed ERG Power relativamente a varie configurazioni di MSD, distinguendo inoltre tra offerte a salire (*sell*) ed offerte a scendere (*buy*).

---

<sup>48</sup> [Vd. doc. 6.]

<sup>49</sup> [Vd. doc. 6.]

<sup>50</sup> [Vd. doc. 6.]

<sup>51</sup> [A livello nazionale, il gruppo Enel ha rappresentato nel 2021 circa il [20-25%] del mercato in termini di capacità e circa il [20-25%] in termini di produzione, mentre l'impianto oggetto di acquisizione ha pesato in entrambi i casi meno dell'1%.]

<sup>52</sup> [Enel segnala che la quota attribuita a Isab nel 2021 potrebbe tuttavia risentire negativamente della chiusura, per interventi di manutenzione, di una delle unità.]

**Tavola 2: quote post merger delle Parti su MSD**

quote 2021 MSD ex ante+MB:

<b>MSD ex ante +MB</b>	<b>Enel</b>	<b>Erg</b>	<b>Enel+Erg</b>
sell	[55-60%]	[5-10%]	<b>[65-70%]</b>
buy	[65-70%]	[5-10%]	<b>[75-80%]</b>
sell+buy	[60-65%]	[5-10%]	<b>[65-70%]</b>

quote 2021 solo MSDex ante

<b>solo MSD ex ante</b>	<b>Enel</b>	<b>Erg</b>	<b>Enel+Erg</b>
Sell	[55-60%]	[5-10%]	<b>[60-65%]</b>
Buy	[50-55%]	[20-25%]	<b>[75-80%]</b>
sell+buy	[55-60%]	[5-10%]	<b>[60-65%]</b>

quote 2021 solo MB altri servizi

<b>solo MB as</b>	<b>Enel</b>	<b>Erg</b>	<b>Enel+Erg</b>
Sell	[70-75%]	[1-5%]	<b>[70-75%]</b>
Buy	[75-80%]	[5-10%]	<b>[80-85%]</b>

quote 2021 solo MB riserva secondaria

<b>Solo MB rs:</b>	<b>Enel</b>	<b>Erg</b>	<b>Enel+Erg</b>
sell	[30-35%]	[20-25%]	<b>[50-55%]</b>
buy	[35-40%]	[15-20%]	<b>[55-60%]</b>

quote 2021: solo MB as+rs: sell+buy

<b>Solo MB as+rs:</b>	<b>Enel</b>	<b>Erg</b>	<b>Enel+Erg</b>
sell+buy	[70-75%]	[1-5%]	<b>[75-80%]</b>

Fonte: formulario di notifica

64. L'effetto dell'Operazione sulle quote in MSD è quindi di rafforzare - in alcuni casi in modo consistente - la posizione, già molto significativa, di Enel come primo operatore su MSD in Sicilia.

65. L'entità *post merger* nel 2021 ha realizzato oltre il 65% degli scambi totali su MSD *ex-ante* e MB, con una crescita attribuibile all'Operazione superiore al 5%. Quote cumulative comprese tra il 60% e l'80% sono presenti per tutte le altre possibili configurazioni di MSD (solo MSD *ex-ante*, solo MB, solo MB altri servizi, solo MB altri servizi e riserva secondaria); solo nella configurazione "MB riserva secondaria" le quote congiunte *post merger* non raggiungono il 60% (ma superano il 55%), risultando tuttavia in questo segmento particolarmente significativo l'apporto dell'impresa acquisita<sup>53</sup>.

66. Come si può notare, pertanto, la concentrazione in esame determina sovrapposizioni orizzontali significative sia considerando un unico mercato dei servizi di dispacciamento sia nel caso in cui si dovesse individuare una segmentazione tra MSD *ex-ante* e MB e, all'interno di quest'ultimo, tra riserva secondaria e gli altri servizi.

67. I principali concorrenti delle Parti nel mercato dei servizi di dispacciamento nella macro-zona Sicilia sono A2A (28% in MSD+MB, 33% nel solo MSD *ex-ante* e 14% nel solo MB), EP Produzione S.p.A. (4% in MSD+MB, 3% nel solo MSD *ex-ante* e 8% nel solo MB) e Isab (2% circa in tutte le configurazioni).

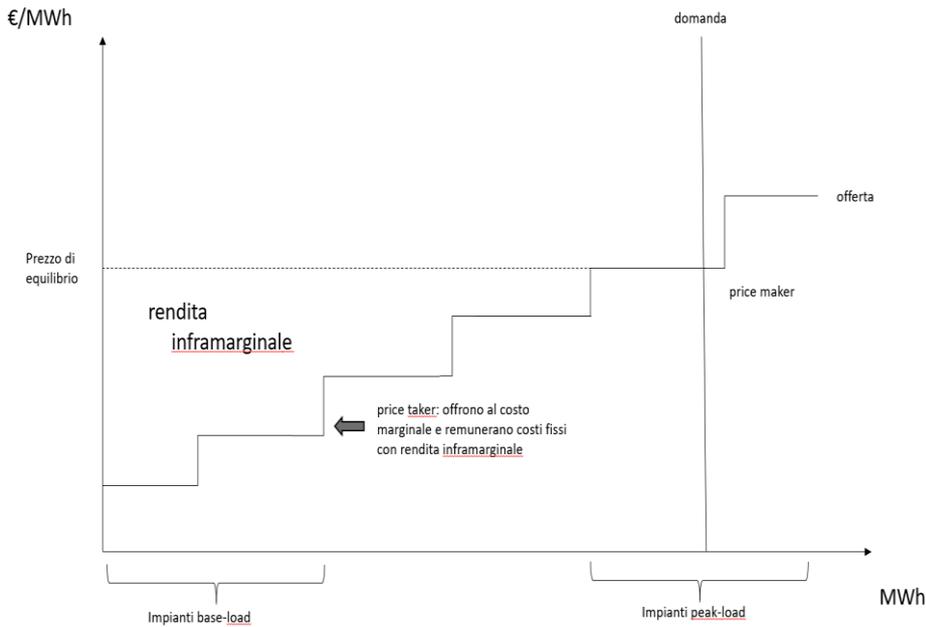
*Le caratteristiche dell'impianto oggetto di acquisizione*

68. L'impianto di ERG Power oggetto di acquisizione (Nuce Nord) impiega una tecnologia c.d. "a ciclo combinato a gas", caratterizzata da elevati costi fissi ma da un costo marginale relativamente contenuto - e ben inferiore a quello degli altri tipi di centrali termoelettriche, come gli impianti "turbogas" a ciclo aperto. Infatti, grazie al successivo ciclo del vapore - ottenuto grazie alla energia termica ancora contenuta nei gas di scarico che residuano dal primo ciclo di produzione - la tecnologia a ciclo combinato è caratterizzata da un costo marginale di produzione inferiore (o dalla possibilità, come nel caso di specie, di utilizzare il vapore presso altre tipologie di utenze, producendo così in altra sede un beneficio marginale che va a compensazione del costo marginale di produzione). Il ridotto costo marginale di tale tipologia di impianti fa sì che essi, se gestiti in modo concorrenziale, abbiano un chiaro incentivo a produrre volumi relativamente elevati di energia e a presentare generalmente offerte a prezzi contenuti nei mercati energetici.

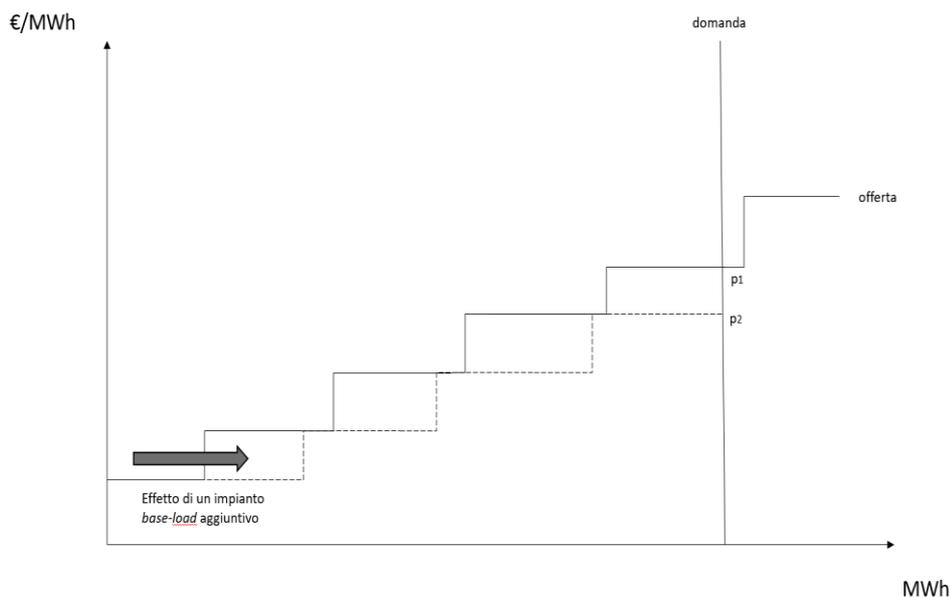
<sup>53</sup> [Come già menzionato, la differenziazione tra i dati di MSD *ex ante*, MB-AS e MB-RS è disponibile alle Parti in quanto gli operatori hanno visibilità dell'accettazione delle offerte per tali segmenti sequenziali del complessivo mercato dei servizi di dispacciamento, mentre l'informazione relativa al singolo servizio di rete approvvigionato è disponibile alla sola Terna.]

69. Infatti a causa del meccanismo di asta non discriminatoria che caratterizza il mercato all'ingrosso dell'energia, – per il quale la remunerazione avviene per tutti al prezzo che equilibra domanda e offerta – un operatore può ottenere una remunerazione capace di coprire i propri fissi e assicurare un rendimento anche presentando offerte pari al proprio costo marginale (c.d. "rendita inframarginale", *cf.* figura 1). In questo senso, questa tipologia di impianti, se gestita in modo concorrenziale, tende a collocarsi nella parte "a sinistra" della curva di offerta, ossia a presentare un elevato grado di utilizzo della propria capacità produttiva (cd impianti *base-load*), a presentare a tale scopo offerte piuttosto basse e a provocare, in questo modo, una traslazione "a destra" della curva di offerta, che comporta una riduzione del prezzo di equilibrio o SMP dato dall'incontro tra offerta oraria e domanda oraria (*cf.* figura 2). Si tratta, in altri termini, di impianti con una grande potenzialità pro-concorrenziale.

**Figura 1**



**Figura 2**



70. Tali caratteristiche risultano pienamente confermate rispetto all'impianto di ERG Power di Nuce Nord oggetto della presente Operazione. Infatti, osservando le informazioni relative alle quote di mercato delle Parti, in particolare nel mercato all'ingrosso dell'energia, si ravvisa, in modo molto evidente, un peso relativamente diverso – e speculare – tra Enel ed ERG in termini di potenza installata ed energia prodotta. In particolare, l'impianto di ERG Power oggetto di acquisizione si connota per una produzione molto elevata rispetto al suo peso in termini di capacità installata. Questo elemento attesta che l'impianto risulta realizzare volumi di produzione proporzionalmente maggiori di quelli degli impianti concorrenti (e che quindi, plausibilmente, è in funzione per un numero considerevole delle 8760 ore annuali). È quindi evidente che quello oggetto di acquisizione è un impianto più efficiente della media, il quale, proprio per questo, può essere offerto a prezzi sufficientemente bassi da garantirgli tassi di accettazione sul mercato dell'energia e funzionamento molto elevati. Il motivo principale di tale efficienza consiste, nel caso di tale impianto, nella possibilità di vendere non solo l'energia ma anche il vapore che la centrale genera con il proprio processo produttivo.

71. Interrogata sul punto, Enel Produzione ha dichiarato in audizione che *"la particolarità di tale impianto [di ERG Power] è collegata all'aspetto cogenerativo, essendo esso collegato alle forniture di vapore (sia alla raffineria ISAB sia ad altre utenze industriali dell'area). Questa circostanza pone dei vincoli operativi all'impianto che comportano una propensione a una maggiore continuità di produzione rispetto ad altri impianti. Il tipo di utilizzo che farebbe dell'impianto il gruppo Enel dipenderà anche dall'andamento della fornitura di vapore alle attuali utenze, tra cui in particolare la raffineria Isab"*<sup>54</sup>.

72. Anche i dati forniti dalle Parti relativi alle offerte di ERG Power sui mercati dell'energia nei primi sei mesi del 2022, confermano il dinamismo concorrenziale dell'impianto di Nuce Nord. Nell'orizzonte temporale considerato lo stesso ha effettuato offerte su MGP a livelli di prezzo che, in media, sono risultati sensibilmente più bassi dei prezzi di equilibrio del mercato. Se, infatti, il prezzo medio a cui sono effettivamente avvenute le vendite relative alle offerte di ERG Power accettate sul mercato è stato pari a circa [200-300] euro/MWh, la media dei prezzi offerti da ERG Power per ottenere tali vendite è stato meno della metà e pari a [100-150] euro/MWh. In quasi la metà dei casi [40-50%], peraltro, tali offerte sono state caratterizzate da un prezzo di offerta pari a zero.

73. In altri termini, per tutto il primo semestre 2022, ERG Power ha svolto un prevalente ruolo di *price taker* su MGP offrendo spesso a prezzi bassi, e dunque in questi casi collocandosi sulla porzione a sinistra della curva di offerta (cfr. figure 1 e 2). In queste occasioni, e quantità offerte da Nuce Nord hanno sicuramente "spiazzato" altre offerte di operatori temoelettrici presenti in Sicilia e, in misura massima date le sue dimensioni, di Enel che dunque è risultata vincolata dalla politica commerciale tenuta da ERG Power.

#### *L'analisi di pivotalità*

74. Le quote di mercato delle Parti, come detto, sono molto elevate sia per il mercato dell'energia che per quello dei servizi. Al fine di integrare l'analisi delle quote di mercato a seguito dell'Operazione, e dunque della disponibilità di potere di mercato e degli incentivi a farne uso (pre e post *merger*) da parte di Enel Produzione è utile tener conto anche del livello e dell'andamento della domanda o "fabbisogno" di energia, che come noto cambia di ora in ora. A fronte di un adeguato livello di fabbisogno, infatti, un operatore dotato di una rilevante quota di capacità produttiva può trovarsi di fronte ad una quota parte di domanda per il cui soddisfacimento non sono più disponibili impianti dei concorrenti.

75. Nelle ore nelle quali il fabbisogno è tale per cui, una volta saturati gli impianti dei concorrenti (intesi anche come capacità di interconnessione con altre zone), residua una quota di domanda che può essere soddisfatta solo dall'operatore in esame, quest'ultimo si definisce, per quell'ora e per quella quantità, "pivotalità"<sup>55</sup>. Per la parte di domanda che eccede la capacità degli impianti diversi dai propri, un operatore pivotale non ha più concorrenti (monopolista residuale) e può definire il prezzo senza alcun vincolo concorrenziale. Al crescere della dimensione della domanda residuale sulla quale può offrire senza vincoli concorrenziali aumentano gli incentivi per l'operatore pivotale a concentrarsi su di essa praticando prezzi di monopolio<sup>56</sup>. Con l'acquisto di capacità del concorrente (ERG Power) a vantaggio dell'acquirente (Enel Produzione), l'operazione di concentrazione può dunque far sì che quest'ultimo risulti pivotale anche per livelli di fabbisogno (domanda di energia) inferiori, facendo di conseguenza aumentare il numero delle ore e le dimensioni della domanda residuale rispetto alle quali esso può esercitare tale potere di mercato.

---

<sup>54</sup> [Vd. doc. 20.]

<sup>55</sup> [Secondo la consolidata definizione di ARERA un operatore è pivotale in una specifica ora e in una prefissata zona (o macrozona) quando almeno parte della sua capacità produttiva oraria localizzata nella medesima zona (o macrozona) risulta indispensabile al soddisfacimento del fabbisogno orario di energia elettrica (o di potenza), nell'ipotesi in cui (i) tutti i suoi concorrenti utilizzino interamente la propria capacità produttiva che risulti disponibile nell'ora e localizzata nella medesima zona (o macrozona) e (ii) risulti altresì interamente utilizzata la capacità di importazione dalle altre zone (o macrozone) interconnesse. Tale definizione concerne la cd. "pivotalità semplice". Esiste poi anche una pivotalità cd congiunta che misura per ogni ora la pivotalità dell'operatore in ogni possibile combinazione di zone di mercato, identificando la combinazione di zone per cui il valore di pivotalità è massimo per quella medesima ora. Così facendo la pivotalità congiunta tiene in conto contestualmente sia l'effetto dei limiti di transito fra le zone che l'effetto della differenza, in ciascuna zona, fra il fabbisogno orario di energia elettrica (o di potenza) e la capacità produttiva oraria disponibile di tutti i concorrenti dell'operatore (di seguito: i terzi). Nel nostro caso, trattandosi un mercato – quello siciliano – che si isola spesso – la pivotalità semplice appare l'indicatore più adatto a misurare il potere di mercato.]

<sup>56</sup> [Cfr. AGCM, *Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale (IC22)*, maggio 2005, in particolare pp. 82 e segg.]

76. Tradizionalmente, la verifica della pivotalità di un operatore e dell'effetto sulla stessa di un'operazione di concentrazione, si effettua con riferimento al mercato dell'energia. Come noto, in questo mercato in ogni ora la fissazione del prezzo di equilibrio (cd. "System marginal pricing") avviene alle condizioni proposte dall'ultimo impianto dell'ordine di merito la cui offerta viene accettata (prezzo marginale). Un operatore pivotale per definizione ha la possibilità di stabilire senza alcuna disciplina concorrenziale il prezzo marginale.

77. Enel Produzione ha fornito, allegandola al formulario, una analisi di pivotalità di questo tipo per l'anno 2021, riferendola alla sola situazione post merger, cioè alla somma degli impianti programmabili di Enel in Sicilia e di quello di ERG oggetto di acquisizione. Nelle analisi di Enel sono considerati casi di pivotalità quelle situazioni nelle quali se anche i terzi concorrenti operanti in Sicilia avessero dirottato tutta la loro capacità su MGP<sup>57</sup> e fosse stata usata al massimo l'interconnessione con il resto d'Italia, il prezzo marginale l'avrebbe comunque fatto un impianto programmabile di Enel o l'impianto di ERG Power oggetto di acquisizione. Sulla base di queste assunzioni l'analisi di Enel indica che il conglomerato Enel+ERG è risultato necessario a coprire la domanda in [300-350] ore del 2021 che, rispetto alle 8760 ore dell'anno, rappresentano circa il [3-4%]<sup>58</sup>.

78. Enel non fornisce i dati relativi alla propria pivotalità pre-merger e dunque all'incremento della pivotalità dovuto all'Operazione. È comunque possibile stimare questo effetto utilizzando gli stessi dati forniti da Enel e verificando in quante ore del 2021 fossero pivotali i soli impianti di Enel (senza tener conto, cioè, della capacità di ERG poi aggiunta dal merger), sul presupposto, come nell'esercizio incluso da Enel nel formulario, che tutti i concorrenti abbiano utilizzato interamente la propria capacità produttiva disponibile nell'ora in Sicilia e che risulti altresì interamente utilizzata la capacità di importazione in Sicilia dalle altre zone interconnesse. Così facendo, il numero delle ore di pivotalità di Enel si riduce a [150-200] (circa [2-3%] del totale)<sup>59</sup>. Dunque l'Operazione avrebbe poco meno che raddoppiato (da [150-200] a [300-350]) il numero delle ore nelle quali Enel sarebbe stata in grado di fissare il prezzo su MGP in Sicilia nel 2021, andando ad aggiungere un ulteriore [1-2%] del totale delle ore al preesistente [2-3%].

79. L'analisi condotta da Enel suggerisce che anche concentrandosi solo sul mercato dell'energia l'Operazione accresce in misura significativa il numero delle occasioni nelle quali l'acquirente verrebbe a trovarsi nella condizione di fissare liberamente il prezzo sulla propria domanda residuale. Gli incentivi a sfruttare il potere di mercato conferito dalla pivotalità e l'offensività di tale sfruttamento dipendono però anche dalle dimensioni della domanda residuale. Si osserva tuttavia che il fabbisogno complessivo rispetto al quale si può formare la domanda residuale di un operatore pivotale (e dunque rispetto al quale commisurare l'entità di quest'ultima) non si limita a quello del mercato dell'energia ma deve comprendere anche quello richiesto da Terna per i servizi di dispacciamento, quantomeno per la riserva di capacità necessaria alla gestione in equilibrio della rete di trasmissione.

80. Vero è, infatti, che i mercati dell'energia e quelli dei servizi rappresentano nella prassi dell'Autorità dei mercati distinti, in quanto si riferiscono a prodotti diversi (da una parte l'energia per l'utilizzo diretto o indiretto da parte degli acquirenti, dall'altra l'energia e la disponibilità della capacità - cd. riserva - che servono al TSO per gestire in maniera sicura ed efficiente la rete), scambiati tra soggetti diversi (dal lato della domanda l'energia è acquistata da rivenditori o consumatori, mentre i servizi sono acquistati solo dal TSO) e che si svolgono con modalità del tutto diverse (il mercato dell'energia individua il prezzo di equilibrio con il *system marginal pricing*, quello dei servizi invece remunera ogni offerta esattamente con il prezzo dalla stessa richiesto, cd. "pay as bid"). Si tratta, però, di due mercati che utilizzano in successione temporale lo stesso asset (le centrali elettriche) e dunque contribuiscono entrambi alla determinazione del fabbisogno complessivo (energia più riserva) che deve essere soddisfatto dalla capacità esistente: e infatti le imprese possono in ogni ora decidere di offrire la propria capacità sull'uno o sull'altro mercato a seconda della convenienza relativa<sup>60</sup>.

81. Nell'ambito dell'attività istruttoria il TSO Terna ha svolto, sulla base dei dati in suo possesso, un'analisi prospettica di pivotalità con riferimento ad Enel e alla Sicilia sia prima che dopo il merger andando a verificare se - e in che misura - in determinate condizioni di fabbisogno residuasse una parte del fabbisogno aggregato di energia e riserva che può essere soddisfatto solo dagli impianti di Enel, una volta considerata tutta la produzione ottenibile dagli impianti detenuti dai concorrenti e tutta l'energia che può essere importata dalle esistenti interconnessioni con le altre zone o con l'estero,.

82. In particolare, il TSO Terna ha compiuto tale stima prospettica per gli anni dal 2022 al 2029, considerando diversi scenari di fabbisogno di energia e riserva, ed ipotizzando vari contesti relativi alla disponibilità di interconnessioni della

---

<sup>57</sup> [Nell'esercizio di Enel la capacità disponibile dei terzi è definita per ciascuna ora come la somma di quella accettata sul mercato dell'energia e di quella offerta sul mercato dei servizi, sul presupposto che la eventuale capacità residua (non accettata su MGP e nemmeno offerta su MSD) non fosse in effetti utilizzabile per quell'ora dagli stessi detentori.]

<sup>58</sup> [Vd. doc. 2, Allegato F.3.2.]

<sup>59</sup> [E' peraltro questa una stima approssimata per eccesso, poiché utilizzando i criteri del calcolo fatto nel formulario la stima andrebbe fatta includendo tra la capacità disponibile di terzi anche quella offerta su MSD da Erg Nuce Nord (che nell'ipotesi pre-merger andrebbe ovviamente considerato come terzo), dato che non viene però fornito nel formulario. In altri termini, prima dell'operazione la pivotalità di Enel con ogni probabilità emergeva per un numero di ore anche inferiore alle [150-200] ([2-3%] del totale) riportato nel testo e, di conseguenza, l'incremento merger-specific del numero di ore in cui Enel risulta pivotale è maggiore del [1-2%] del totale delle ore dell'anno indicato nel testo.]

<sup>60</sup> [Si osserva che la domanda di riserva non rappresenta affatto una componente residuale del fabbisogno complessivo così definito. [Omissis].]

Sicilia con il resto d'Italia (sia con riferimento all'effettivo funzionamento delle interconnessioni esistenti<sup>61</sup> che all'entrata in servizio delle infrastrutture in via di realizzazione)<sup>62</sup> e alla presenza in esercizio degli impianti dell'isola, in alcuni casi destinati ad essere dismessi [omissis], in altri ad entrare in funzione nei prossimi anni (come la capacità nuova assegnata con le aste del mercato della capacità, peraltro in buona parte assegnata alla stessa Enel).

83. La verifica sull'esistenza e la misura della pivotalità pre e post merger di Enel in Sicilia è stata condotta da Terna per due ore tipo. In particolare, dopo aver ordinato le ore dell'anno da quella con fabbisogno più alto a quella con fabbisogno più basso utilizzando il profilo orario del fabbisogno di energia del 2022 (consuntivo dal 1 gennaio al 15 giugno, stimato dal 16 giugno al 31 dicembre), sono stati selezionati i valori di fabbisogno corrispondenti alla trecentesima ora (2.658 MWh) e alla centocinquantesima ora (2.742 MWh). Utilizzando questi due dati di fabbisogno e giustapponendo ad essi (per ciascuno degli anni dal 2022 al 2029) le informazioni sulla capacità produttiva di Enel, di ERG e dei concorrenti, nonché sulle interconnessioni con altre zone, sono state pertanto individuate le condizioni di pivotalità che sussistono rispettivamente in almeno 300 e almeno 150 ore dell'anno<sup>63</sup>.

84. In questa sede ci si concentra sull'analisi relativa al fabbisogno della trecentesima ora (2.658 MWh)<sup>64</sup>. La sintesi dei principali risultati dell'analisi prospettica della pivotalità di Enel in Sicilia alla trecentesima ora effettuata da Terna è riportata nelle figure successive, sia nel caso *pre-merger* di non acquisizione dell'impianto ERG di Nuce Nord (figura 1) che nel caso *post-merger* di acquisizione del medesimo impianto (figura 2).

**Figura 3** [omissis]

**Figura 4** [omissis]

85. Nelle figure, in sostanza, viene indicata anno per anno la quantità attesa di ammontare del fabbisogno (e sua percentuale sul fabbisogno totale) per il quale Enel risulta pivotale senza (figura 3) e con (figura 4) la capacità produttiva apportata dall'operazione dell'acquisizione di ERG Power. Le principali modifiche strutturali del contesto produttivo della zona Sicilia prese in considerazione nella stima di Terna sono le seguenti<sup>65</sup>:

1. l'entrata in funzione della capacità nuova aggiudicata alle aste del capacity market;
2. l'avvio nel 2026 del primo tratto dell'elettrodotto *Thyrrhenian Link* e la contestuale eventuale chiusura dell'impianto [omissis];
3. l'avvio di nuove interconnessioni con altre zone [omissis].

86. La curva più bassa, in entrambe le figure (colorata in blu) segnala l'esistenza o meno di un ammontare di fabbisogno per il quale Enel è pivotale anche in condizioni di rete integra (cioè con tutti i collegamenti con le altre zone funzionanti al massimo della loro capacità). Le altre curve verificano cosa succede alla pivotalità di Enel se una o più delle infrastrutture di interconnessione con le altre zone si trovano fuori servizio nell'ora oggetto di osservazione<sup>66</sup>. La principale indicazione che viene dall'analisi della curva a rete integra è che secondo le stime di Terna, Enel risulta pivotale anche prima della concentrazione, ancorché solo per una quota del fabbisogno totale [-5-7%]. Nella

---

<sup>61</sup> [La indisponibilità dei collegamenti con il Continente avviene tuttavia in casi limitati. A riguardo, ossia circa la probabilità che si realizzino indisponibilità dei collegamenti tra Sicilia ed il Continente - sia quelli già operativi sia quelli che dovrebbero entrare in funzione nei prossimi anni, Terna ha dichiarato che questo tipo di indisponibilità si verificano in un numero assai limitato delle ore dell'anno; dal 2017 al 2022 in almeno l'84% delle ore il limite di transito in import comunicato ai fini dello svolgimento del MGP è stato pari al valore massimo ammissibile (Vd. doc. 6).]

<sup>62</sup> [Vd. doc. 6.]

<sup>63</sup> [In particolare, le stime di pivotalità prospettica di Enel (con e senza l'impianto di Erg Power) sono state formulate da Terna sulla base delle seguenti ipotesi:

1. il fabbisogno di riserva è stato stimato in funzione della disponibilità dei collegamenti;
2. la capacità rinnovabile è stata ipotizzata costante a valori 2022;
3. la capacità termoelettrica è stata calcolata ai sensi dell'Allegato A31 del Codice di Rete;
4. la disponibilità della capacità nuova aggiudicata con le aste del mercato della capacità è stata considerata a partire dall'anno successivo al periodo di consegna, per tener conto della facoltà degli operatori di richiedere delle deroghe all'entrata in esercizio dei nuovi impianti (es. la capacità nuova aggiudicata per il 2022 è considerata disponibile dal 2023);
5. la Sicilia è stata considerata importare energia dal Continente e dalla Sardegna: [omissis].
6. non è stata considerata l'interconnessione tra Sicilia e Tunisia.]

<sup>64</sup> [Ciò in quanto da un lato essa fa riferimento ad un numero più consistente di configurazioni orarie e dall'altro si tratta di uno scenario più favorevole alle Parti (all'aumentare del fabbisogno la pivotalità può solo aumentare, o emergere laddove invece non esistesse per fabbisogni inferiori) e per il quale, comunque le indicazioni sull'esistenza e la misura della pivotalità pre e post merger non sono significativamente diverse da quelle fornite dall'osservazione della struttura dell'offerta in presenza del fabbisogno più elevato che si verifica alla centocinquantesima ora.]

<sup>65</sup> [Nelle figure è possibile seguire osservando i box posti sotto l'asse delle ascisse le variazioni strutturali prese in considerazione per ciascun anno da Terna nella individuazione del contesto strutturale entro il quale verificare l'esistenza e l'entità della pivotalità di Enel.]

<sup>66</sup> [Si ricorda che le stime di Terna riportate nei due grafici si riferiscono ad un'unica ora per ciascuno degli anni presi in considerazione, in particolare la trecentesima ora nella graduatoria delle ore per ammontare di fabbisogno. Le interconnessioni considerate da Terna possono trovarsi fuori servizio o (per quelle ancora da realizzare) per ritardi nella loro costruzione oppure (per quelle entrate in funzione) perché soggette a manutenzione, sia programmata che straordinaria. Quanto alla manutenzione programmata, tuttavia, va osservato che è poco probabile che la stessa venga effettuata in un'ora di elevato carico, quale senz'altro è la trecentesima ora di una graduatoria che comprende tutte le 8760 ore dell'anno.]

configurazione produttiva pre merger<sup>67</sup> la pivotalità attesa di Enel alla trecentesima ora è destinata ad azzerarsi solo a partire dal 2027, con l'entrata in funzione del primo tratto dell'elettrodotto *Tyrrenhian Link*<sup>68</sup>. Naturalmente la pivotalità aumenta nei casi di fuori servizio dei collegamenti esistenti (che sono quelli analizzati nelle restanti curve del grafico), anche se in misura meno critica via via che si arricchisce la quantità di collegamenti che secondo i piani di investimento di Terna dovrebbero col tempo entrare in funzione<sup>69</sup>.

87. La figura che ritrae le stime di pivotalità post merger è costruita aggiungendo orizzontalmente alla capacità di Enel quella che Terna assegna per questa analisi alla centrale ERG di Nuce Nord<sup>70</sup> e che rappresenta [7- 10%] del totale della capacità produttiva della zona Sicilia presa in considerazione nella stima fatta dal TSO. Per questo motivo, la Figura 4 si limita per lo più a traslare verso l'alto in misura corrispondente ([7- 10%]) la curva della percentuale di fabbisogno sul quale Enel è pivotale alla trecentesima ora a rete integra. Questo comporta che in assenza di default delle interconnessioni, in seguito all'operazione Enel risulterà pivotale per il soddisfacimento di una quota compresa tra il 15% e il 20% del fabbisogno complessivo di energia e riserva della Sicilia. L'azzeramento della pivotalità in seguito all'entrata in servizio delle nuove interconnessioni avverrà nel 2028, cioè con un anno di ritardo rispetto alla previsione fatta in assenza dell'Operazione. Le curve della pivotalità nei casi di fuori servizio delle interconnessioni si comportano di conseguenza, spostandosi anch'esse verso l'alto in misura corrispondente all'incremento di capacità di Enel dovuto al merger.

88. I descritti spostamenti verso l'alto delle curve di pivotalità (sia a rete integra che nelle ipotesi di fuori servizio) rappresentano l'effetto dell'Operazione in termini di incremento dell'ammontare di fabbisogno rispetto al quale Enel detiene potere di mercato in quanto operatore pivotale. Poiché, come detto, fino al 2027 Enel nelle 300 ore di maggior fabbisogno sarebbe pivotale (pur per una piccola quantità) anche senza l'Operazione e a rete integra, per tutto questo periodo l'aggiunta di capacità causata dal merger può essere considerata un'aggiunta secca di capacità offribile senza alcun vincolo concorrenziale, qualunque sia lo stato delle interconnessioni con le altre zone: sulla scorta dei dati di Terna sulla potenza della centrale ERG Nucenord, si tratta di [350-400] MW all'ora per 300 ore all'anno<sup>71</sup>. Dal 2028 in poi, a condizioni di rete integra Enel non dovrebbe essere più pivotale in Sicilia nemmeno con l'aggiunta della capacità di ERG. Anche a quel punto, tuttavia, qualunque fuori servizio delle interconnessioni che avvenisse in una delle 300 ore di maggior domanda renderebbe di nuovo pivotale Enel anche nella propria dotazione impiantistica pre merger: per ciascuna ora di fuori servizio delle interconnessioni, quindi, l'effetto dell'Operazione sarebbe, di nuovo, l'aggiunta secca di capacità produttiva dell'impianto acquisito che può essere offerta a prezzi di monopolio.

#### **V.d. La relazione tra i mercati dell'energia e dei servizi di dispacciamento e il capacity market**

89. Come anticipato, ai fini della valutazione della presente Operazione occorre tenere conto del possibile effetto, sulle strategie di prezzo degli operatori elettrici, del c.d. *capacity market*. Il 2022 è infatti il primo anno in cui il funzionamento dei mercati dell'energia e dei servizi è influenzato dagli obblighi assunti dai soggetti che hanno visto parte delle loro capacità di generazione contrattualizzata da Terna ad esito delle aste relative al *capacity market*.

90. Si ricorda che uno degli obblighi a cui tali soggetti, a fronte di un premio annuale in euro/MW, sono sottoposti – oltre a quello di offrire la capacità contrattualizzata (capacità disponibile in probabilità, cd. CDP) sui mercati dell'energia e dei servizi – è quello di restituire a Terna – con riferimento alla capacità contrattualizzata, la differenza se positiva fra il prezzo dell'energia elettrica che si realizza sui mercati dell'energia e dei servizi ed un prezzo di esercizio definito da ARERA (c.d. "*strike price*").

91. Gli effetti di questi obblighi sulle strategie di offerta degli operatori sono di due tipi. Da un lato risulta fortemente (se non del tutto a causa delle forti penali) disincentivata qualsiasi strategia di trattenimento della capacità al fine di creare scarsità sul mercato; dall'altro, la strategia di praticare il prezzo di monopolio sulla parte di domanda residuale su cui si è pivotale deve tener conto della presenza dello *strike price* e dei relativi obblighi di restituzione ad esso connessi.

<sup>67</sup> [Nella quale, però, lo si ricorda, la capacità di Enel comunque è destinata a crescere tra 2023 e 2025 per via dell'entrata in funzione dei suoi [omissis] di capacità nuova aggiudicata alle aste del capacity market. ]

<sup>68</sup> [Omissis].

<sup>69</sup> [Nel [Omissis].]

<sup>70</sup> [Terna utilizza per la propria stima una capacità della centrale Erg inferiore a quella dichiarata dalle Parti e a quella nella tabella riportata in precedenza sulla potenza degli impianti termoelettrici in Sicilia. Come si è detto, tuttavia, i criteri di valutazione della capacità termoelettrica adottati per effettuare queste stime non sono direttamente quelli della capacità massima nominale di ciascun impianto.]

<sup>71</sup> [Come detto, tale aggiunta di capacità residuale sulla quale essa diverrebbe pivotale potrebbe consentire ad Enel di estrarre dalla stessa profitti di monopolio. Al fine di avere un'idea molto approssimata del livello massimo di tali profitti addizionali cui l'acquirente potrebbe attingere si può ipotizzare che, in seguito al merger, ENEL Produzione possa offrire tale capacità ad un prezzo non più pari al costo (come sarebbe potuto succedere, in questo scenario di "massimo" differenziale possibile tra pre e post merger, in assenza di operazione) ma al prezzo di monopolio, e che quest'ultimo coincida con il cap previsto dalla regolazione per gli impianti contrattualizzati alle aste del capacity market (cd strike price), nonché che la differenza tra questi due valori si aggiri ad oggi, come suggerito da Terna, intorno ai 320 euro a MWh. Sulla base di queste ipotesi, l'operazione potrebbe, nell'ipotesi di maggior danno possibile, comportare un maggior introito per Enel (e maggior costo per chi acquista energia e/o riserva) di circa (320 euro x [350-400] MWh) [100-150] mila euro all'ora per almeno trecento ore all'anno, vale a dire, facendo una stima di larga massima, circa [oltre 30] milioni di euro l'anno fino al 2027. Ovviamente Enel Produzione potrebbe essere pivotale anche per ore successive alla 300esima ma in quantità via via decrescenti. La stima non tiene conto di queste altre ore di pivotalità.]

92. Il vincolo associato allo *strike price*, infatti, potrebbe eliminare l'incentivo - per gli operatori che ne abbiano la opportunità - di praticare un prezzo superiore a tale valore. Ciò potrebbe, astrattamente, influire sulla capacità degli operatori stessi, una volta che abbiano deciso di aderire a tale meccanismo a fronte dei relativi premi, di esercitare il proprio potere di mercato e quindi potrebbe assumere rilievo anche ai fini della valutazione degli effetti della presente Operazione, quantomeno nel periodo in cui tale meccanismo risulterà ancora in vigore.

93. In altri termini, per quanto il *capacity market* non sia stato ideato a fini di controllo del potere di mercato, esso potrebbe astrattamente avere come possibile effetto collaterale quello di limitare (o perfino sterilizzare) l'incentivo all'esercizio del potere di mercato al di sopra dello *strike price* da parte dei soggetti aggiudicatari di impegni di capacità in esito alle aste del *capacity market*.

94. Si osserva, tuttavia, che lo *strike price* non assolve la finalità di limitare l'esercizio di potere di mercato degli operatori né rappresenta un livello di prezzo "orientato al costo" nella classica accezione regolatoria. Al contrario, esso è fissato a un livello normalmente molto elevato, rapportato al costo di esercizio di un impianto "di punta", ossia di un impianto turbogas a ciclo aperto. A ben vedere si tratta di un valore del prezzo orario dell'energia assolutamente capiente per consentire un livello di offerta adeguato, permettendo una sufficiente remunerazione, in particolare se si utilizzano tecnologie più efficienti del turbo gas a ciclo aperto (come ad esempio un impianto a gas a ciclo combinato).

95. Sul punto relativo al valore dello *strike price* Enel Produzione nel corso dell'audizione del 21 luglio ha dichiarato: "[...] tale valore è indicizzato ai valori del gas e, per quanto oggi elevato in considerazione delle attuali quotazioni del gas, impedisce al momento ai prezzi di borsa italiani di raggiungere in alcune ore picchi ben più elevati" aggiungendo che "quando Enel ha comunque partecipato alle aste 2022, 2023 e 2024, ci si attendeva in realtà un livello dello *strike price* molto più basso [omissis]"<sup>72</sup>.

96. Terna, ha dichiarato in audizione che nel periodo Gennaio-Luglio 2022 meno del 2% delle quantità acquistate nel MGP è stata caratterizzata da un prezzo maggiore dello *strike price*. Similmente, il TSO ha affermato che nello stesso periodo le quantità accettate a prezzo superiore allo *strike price* sul MSD in Sicilia sono state meno del 2% del totale. La stessa Terna stima, per il periodo di luglio 2022, che il costo variabile delle centrali a ciclo combinato era stimabile a un livello pari circa 400 €/MWh, pari a poco più della metà del livello medio di *strike price* nel medesimo mese, stimato in circa 720 €/MWh. Prezzi superiori allo *strike price*, per lo meno in questo primo periodo di applicazione del *capacity market* appaiono dunque molto poco probabili.

97. L'analisi dei dati forniti dalle Parti, in particolare il confronto tra i livelli dei prezzi orari realizzatisi in Sicilia nei mercati (MGP e MSD) nel periodo tra Gennaio 2022 e Giugno 2022 e il livello dello *strike price* stimato (su base giornaliera) da Enel Produzione, fornisce indicazioni coerenti con le affermazioni di Terna circa la scarsa rilevanza dei casi in cui i prezzi nei mercati superano lo *strike price*.

98. A titolo di esempio, confrontando i prezzi zionali di MGP alle ore 9 di ogni giorno del periodo considerato con il livello del corrispondente *strike price* del giorno, essi risultavano sempre inferiori a quest'ultimo e di un livello pari, in media, a circa il [55-60%] del livello del corrispondente *strike price* del giorno (cfr. Figura 5). Similmente, i prezzi zionali di MGP relativi alle ore 16 di tutti i giorni del periodo considerato sono anch'essi risultati sempre inferiori al corrispondente *strike price* giornaliero e pari, in media, a circa il [45-50%] di quest'ultimo. Infine, i prezzi zionali di MGP relative alle ore 22 di tutti i giorni del periodo considerato hanno superato il livello del corrispondente *strike price* giornaliero soltanto in due giorni (su un totale di 181 giorni considerati), risultando, in media nel periodo, di un livello pari a circa il [55-60%] del corrispondente *strike price* giornaliero.<sup>73</sup>

99. Quanto ai prezzi zionali siciliani realizzati su MSD alle ore 9 di ogni giorno del periodo gennaio-giugno 2022, essi hanno superato 11 volte il corrispondente *strike price* giornaliero e sono risultati in media pari a circa [l'80-85%] di tale valore. Nel caso delle ore 16, essi hanno superato per 7 volte il corrispondente *strike price* giornaliero e sono risultati in media pari a circa il [75-80%] di tale valore. Infine, alle ore 22 hanno superato 10 volte ed eguagliato 3 volte il corrispondente *strike price* giornaliero, risultando in media pari a circa [l'80-85%] di tale valore.

100. La figura 5 fornisce una rappresentazione grafica del rapporto tra prezzo realizzato su MGP in Sicilia nel primo semestre 2022 e *strike price* (per le ore 9 del periodo considerato). Si nota agevolmente l'esistenza di un corridoio tra "*strike price*" (oltre il quale scattano i meccanismi di restituzione del *capacity market*) e prezzo di MGP.

#### **Figura 5** [omissis]

101. Tale evidenza suggerisce l'esistenza di un margine di crescita potenziale piuttosto significativo dei prezzi effettivamente raggiunti nei mercati dell'energia in Sicilia oggetto di valutazione all'interno del corridoio che ha come limite superiore lo *strike price*. Del resto, tale evidenza appare il naturale portato del fatto che su MGP operano prevalentemente gli impianti a ciclo combinato a gas (quale quello di Nuce Nord acquisito) mentre lo *strike price*, per

---

<sup>72</sup> [Vd doc. 20.]

<sup>73</sup> [Inoltre, confrontando l'andamento di tali prezzi orari, relativi al periodo gennaio-giugno 2022 con quello del medesimo periodo degli anni precedenti (2019, 2020 e 2021), non è rilevabile alcun effetto riduttivo del livello dei prezzi a partire da gennaio 2022 (data di entrata in vigore dei meccanismi del *capacity market* e dei relativi obblighi di restituzione). Tale evidenza, pur non decisiva (dipendendo i prezzi da numerose variabili di diversa natura), appare anch'essa confermare la scarsa rilevanza rivestita, finora, da un ipotetico potere "limitante" dello *strike price* sui prezzi dell'energia nei mercati.]

costruzione, è collegato al costo di un impianto turbogas a ciclo aperto, cioè di un impianto che viene acceso in pochissime occasioni su MGP (di punta) essendo caratterizzato da costi operativi molto più elevati dei cicli combinati.

## **VI. GLI EFFETTI DELL'OPERAZIONE NEI MERCATI RILEVANTI**

102. L'Operazione prospettata produce, in conclusione, effetti sui mercati all'ingrosso dell'energia e su quello dei servizi di dispacciamento (quest'ultimo sia nella sua interezza che nelle eventuali segmentazioni tracciabili all'interno del MB), entrambi in relazione alla macro-area Sicilia. Non risultano, invece, sussistere elementi sufficienti per imputare alla presente operazione anche effetti restrittivi nell'ipotetico mercato rilevante identificabile nelle future aste per il *capacity market*, in quanto gli elementi raccolti in fase istruttoria non consentono di concludere con sufficiente certezza che si svolgeranno nei prossimi anni nuove aste per la contrattualizzazione di capacità.

103. Come si è avuto modo di osservare già dalle quote di mercato fornite dalle stesse Parti, l'Operazione appare idonea a determinare incrementi significativi della posizione già preminente del gruppo Enel sia nel mercato all'ingrosso dell'energia, sia in quello dei servizi di dispacciamento.

104. La presenza di significativi effetti unilaterali dell'Operazione, del resto, risulta confermata anche dalla analisi, specifica dei mercati elettrici, della pivotalità di Enel, volta a evidenziare in che modo la concentrazione accresce la capacità di Enel Produzione di risultare monopolista sulla domanda residuale, ossia l'unico possibile offerente, in determinate ore dell'anno e/o rispetto a un determinato livello di fabbisogno di energia.

105. Come si è evidenziato, l'Operazione determina, in base alle stime (di diversa natura e caratterizzate da una metodologia differente) effettuate da Enel e da Terna, un incremento significativo della pivotalità – calcolata in numero di ore dell'anno in cui il gruppo si ritrova a essere l'unico operatore in grado di coprire il fabbisogno di energia nell'area - del gruppo Enel. I dati forniti da Enel e relativi alla pivotalità storica nel mercato all'ingrosso dell'energia, indicano infatti un incremento di circa l'80% del livello di pivotalità – della tipologia citata – attribuibile al gruppo, a causa della Operazione (da circa [150-200] ore dell'anno a [300-350] ore). Tale evidenza suggerisce che l'Operazione, quindi, accresce in misura significativa il numero delle occasioni nelle quali l'acquirente verrebbe a trovarsi nella condizione di fissare liberamente il prezzo sulla propria domanda residuale nel mercato dell'approvvigionamento all'ingrosso dell'energia.

106. Similmente, la stima della pivotalità prospettica effettuata da Terna, relativa al periodo dal 2022 al 2029 e tenuto conto di diversi scenari di fabbisogno di energia e riserva, della disponibilità di interconnessioni della Sicilia con il resto d'Italia e della presenza in esercizio degli impianti dell'isola indica che, anche in assenza di *default* delle interconnessioni, in seguito all'Operazione Enel Produzione risulterà pivotale per il soddisfacimento di una quota compresa tra il 15% e il 20% del fabbisogno complessivo di energia e riserva della Sicilia relativo alla 300-esima ora di punta, con un incremento di circa il [7-10%] di tale livello di pivotalità rispetto alla situazione *pre-merger*. In altri termini, il gruppo Enel potrebbe triplicare il proprio livello di pivotalità rispetto alla situazione *pre-merger* (in cui il livello di pivotalità, nel medesimo scenario, è stimato a circa il [5-7%]), questa volta in maniera congiunta sia sul mercato dell'approvvigionamento all'ingrosso (fabbisogno di energia) che dei servizi di dispacciamento (fabbisogno di riserva).

107. Sebbene le stime di Terna indichino che, a partire dal 2027, con l'entrata in funzione del primo tratto dell'elettrodotto *Tyrrhenian Link*, la pivotalità di Enel potrebbe azzerarsi (nel caso di funzionamento delle infrastrutture), tale data rappresenta un riferimento troppo incerto (e possibilmente soggetto a ostacoli e slittamenti) ed eccessivamente lontano nel tempo per poter essere presa a riferimento ai fini della valutazione della presente Operazione. Tale incremento di pivotalità, accrescendo la quota di domanda su cui Enel ha facoltà di fissare il prezzo senza alcun vincolo concorrenziale, accresce l'incentivo in capo alla società ad esercitare il proprio potere di mercato.

108. Quanto alla possibilità che le condotte degli operatori – e quindi, possibilmente, anche gli effetti sulle stesse attribuibili all'Operazione – possano essere limitate dalla vigenza, negli anni a venire, del meccanismo del *capacity market*, comprensivo dei meccanismi di restituzione che limitano, di fatto, la remunerazione della energia venduta impiegando capacità contrattualizzata al livello massimo dello *strike price*, essa non appare rilevante nel caso di specie.

109. Come risulta dalle evidenze relative ai primi sei mesi di applicazione del meccanismo del *capacity market*, oltre che dalle sue stesse finalità e modalità di costruzione, lo *strike price* è infatti, allo stato, ampiamente superiore ai prezzi vigenti nei mercati nei quali l'Operazione potrebbe determinare un rafforzamento del potere di mercato del gruppo Enel. Pertanto, anche immaginando che tale livello di prezzo *strike* possa costituire un limite per il *pricing* di Enel, esiste di fatto uno spazio molto ampio (pari a circa il doppio del livello dei prezzi vigenti) entro il quale tale potere di mercato, se accresciuto dalla Operazione, potrebbe essere esercitato.

110. Da ultimo, le evidenze in atti sono concordi nell'indicare che la concentrazione, anche al di là di quanto suggerito dalla variazione delle quote di mercato e dei livelli di pivotalità, comporta la acquisizione da parte di Enel Produzione di uno dei principali *competitor* attivi nell'area, attualmente titolare di un impianto che, per efficienza, caratteristiche tecnologiche, per il suo grado di operatività e per i propri comportamenti sul mercato, appare, nella situazione *pre-merger*, uno dei principali vincoli competitivi – se non il principale – per il gruppo Enel nell'Isola.

111. In sintesi, alla luce del complesso delle evidenze disponibili, delle informazioni fornite dagli operatori e dagli altri soggetti interpellati e delle analisi effettuate, nonchè dello specifico contesto di mercato vigente, si può concludere che

la concentrazione in esame presenta significative problematiche di tipo concorrenziale nei mercati della produzione e dell'approvvigionamento all'ingrosso di energia elettrica e dei servizi di dispacciamento relativi alla macro-zona Sicilia. Essa in particolare appare essere in grado di dare luogo alla costituzione e al rafforzamento di una posizione dominante, con rispettivo riferimento ai due mercati summenzionati.

## **VII. CONCLUSIONI**

112. Tutto ciò considerato, sulla base degli elementi emersi nell'istruttoria, l'operazione in esame, nella configurazione e nel perimetro descritti dalla Parte nella notifica del 13 giugno 2022, appare dare luogo alla costituzione e al rafforzamento di una posizione dominante, rispettivamente, nei mercati rilevanti della produzione e dell'approvvigionamento all'ingrosso e dei servizi di dispacciamento dell'energia elettrica, tale da eliminare o ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza.

RITENUTO che l'operazione in esame sia suscettibile di determinare, ai sensi dell'articolo 6, comma 1, della legge n. 287/1990, la costituzione di una posizione dominante in capo al gruppo Enel nel mercato della produzione e dell'approvvigionamento all'ingrosso di energia elettrica nella macro-zona Sicilia e il rafforzamento della posizione dominante del medesimo gruppo nel mercato dei servizi di dispacciamento dell'energia elettrica nella macro-zona Sicilia, tale da eliminare o ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza;

RITENUTO che, sulla base degli elementi emersi nel corso dell'istruttoria, l'operazione in esame, stante la sua unicità, nei termini in cui notificata, è suscettibile di essere vietata ai sensi dell'articolo 6, commi 1 e 2, della legge n. 287/90;

### **DELIBERA**

di vietare, ai sensi dell'articolo 18, comma 1, della legge n. 287/90, l'esecuzione dell'operazione di concentrazione consistente nella acquisizione del controllo esclusivo di ERG Power in capo a Enel Produzione, così come sopra descritta.

Il presente provvedimento sarà notificato agli interessati e pubblicato sul Bollettino dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

Avverso il presente provvedimento può essere presentato ricorso al TAR del Lazio, ai sensi dell'articolo 135, comma 1, lettera b), del Codice del processo amministrativo (Decreto Legislativo 2 luglio 2010, n. 104), entro sessanta giorni dalla data di notificazione del provvedimento stesso, fatti salvi i maggiori termini di cui all'articolo 41, comma 5, del Codice del processo amministrativo, ovvero può essere proposto ricorso straordinario al Presidente della Repubblica, ai sensi dell'articolo 8 del Decreto del Presidente della Repubblica 24 novembre 1971, n. 1199, entro il termine di centoventi giorni dalla data di notificazione del provvedimento stesso.

IL SEGRETARIO GENERALE  
*Guido Stazi*

IL PRESIDENTE  
*Roberto Rustichelli*