C12405 - ENEL PRODUZIONE/ERG HYDRO
Provvedimento n. 29870

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 29 ottobre 2021;

SENTITO il Relatore, Presidente Roberto Rustichelli;

VISTO il Regolamento (UE) n. 139/2014;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287;

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

VISTA la comunicazione pervenuta il 1° ottobre 2021 da parte della società Enel Produzione S.p.A.;

VISTA la documentazione agli atti;

CONSIDERATO quanto segue:

I. LE PARTI

1. Enel Produzione S.p.A. (di seguito anche "EP") è una società attiva nella produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica, il cui capitale sociale è interamente detenuto da Enel Italia S.p.A., a sua volta, interamente controllata da Enel S.p.A. (di seguito anche "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. e il cui capitale sociale è, attualmente, detenuto per il 23,6%, dal Ministero dell'Economia e Finanza, per il 62,3% da investitori istituzionali e, per il restante 14,1%, da investitori individuali. Il fatturato consolidato di Enel a livello globale è stato, al 31 dicembre 2020, pari a 62,6 miliardi di euro, di cui circa 24 realizzati in Italia. EP, alla stessa data, ha realizzato un fatturato pari a oltre 4,1 miliardi di euro.

2. Erg Hydro S.r.l. (di seguito anche "EH") è la società titolare delle concessioni di derivazione idroelettrica in Umbria, nel Lazio e nelle Marche che costituiscono il c.d. nucleo idroelettrico del Gruppo ERG formato da tredici centrali di grande derivazione idroelettrica, afferenti a dieci concessioni, (*i.e*. con potenza nominale media annua superiore ai 3.000 kW, di seguito anche solo GDI) e quattordici centrali di piccola derivazione idroelettrica (*i.e.* con potenza nominale media annua inferiore ai 3.000 kW), afferenti ad altrettanti concessioni, alle quali ultime si aggiunge un'ulteriore concessione di piccola derivazione denominata Visso Serafini e attualmente non operativa. La capacità istallata del predetto nucleo idroelettrico del Gruppo ERG è indicata pari a 527 MW. Sono, inoltre, parte del complesso di centrali idroelettriche summenzionato anche le dighe di La Morica, Alviano, Aja, Marmore, che generano invasi classificabili come "bacini", nonché le dighe di Salto, Turano e Corbara, che generano invasi classificabili come "serbatoi". Il capitale sociale di EH è interamente detenuto da Erg Power Generation S.p.A. (Erg Power), a sua volta interamente partecipata da Erg S.p.A. EH, al 31 dicembre 2020, ha realizzato, interamente in Italia, un fatturato pari a 121 milioni di euro.

II. DESCRIZIONE DELL'OPERAZIONE

3. L'operazione notificata (di seguito anche "l'Operazione") consiste nell'acquisizione da parte di EP dell'intero capitale sociale di EH attualmente detenuto da Erg Power (di seguito anche "il Venditore"). L'operazione è il risultato dell'aggiudicazione in favore di EP della procedura di dismissione di EH da parte di Erg alla cui fase finale, relativa alla presentazione di offerte vincolanti, hanno partecipato qualificati operatori nazionali ed esteri sia in forma individuale che in associazione con società estere di investimento o con operatori non attivi nella generazione idroelettrica e interessati a espandersi in questo settore.

4. Il contratto di compravendita prevede, altresì, la sottoscrizione di un *Transitional Services Agreement* (di seguito, "TSA"), ancora in fase di perfezionamento, ai sensi del quale, Erg Power si impegna a offrire a EH alcuni servizi relativi ai sistemi IT nonché alcuni servizi di gestione dell'energia (*Energy Management Services*) per un periodo di tempo limitato (*i.e.* un periodo massimo di nove mesi nel caso dei servizi IT; una durata approssimativa di due mesi per quanto riguarda i servizi di *energy management*). Lo scopo del TSA è quello di evitare, *medio tempore*, l'interruzione di servizi strettamente necessari alla continuità operativa di EH, in quanto quest'ultima non è ancora dotata di un'architettura IT completamente autosufficiente e, quindi, non è ancora in grado di svolgere in modo autonomo l'attività di gestione dell'energia. Il TSA non avrà alcun impatto sulla scelta strategica di come gestire gli impianti oggetto di acquisizione che *post-closing* sarà definita unicamente da EH e dunque dal Gruppo Enel.

5. Il TSA prevede anche *[omissis]*[*].*

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

III. QUALIFICAZIONE DELL'OPERAZIONE

6. L'operazione comunicata, in quanto comporta l'acquisizione del controllo esclusivo di un'impresa costituisce una concentrazione ai sensi dell'articolo 5, comma 1 lett. *b*), della legge n. 287/1990. Essa rientra nell'ambito di applicazione della legge n. 287/1990 non ricorrendo le condizioni di cui all'articolo 1 del Regolamento CE n. 139/2004, ed è soggetta all'obbligo di comunicazione preventiva disposto dall'articolo 16, comma 1, della medesima legge in quanto il fatturato totale realizzato, nell'ultimo esercizio a livello nazionale, dall'insieme delle imprese interessate è stato superiore a 511 milioni di euro e il fatturato totale realizzato individualmente, nell'ultimo esercizio a livello nazionale, da almeno due delle imprese interessate è stato superiore a 31 milioni di euro.
7. Il TSA sottoscritto dalle Parti e descritto in precedenza può qualificarsi come una restrizione accessoria, in quanto caratterizzata da uno stretto nesso funzionale con l'Operazione stessa e limitata a quanto necessario a garantire la continuità di funzionamento di Erg Hydro quale impresa oggetto di acquisizione.
8. La possibilità di stipulare *[omissis]* può ritenersi del pari una restrizione accessoria all'Operazione stessa in quanto limitata a garantire *[omissis]*[1].

IV. VALUTAZIONE DELLA CONCENTRAZIONE

A) Mercati rilevanti

9. In ragione dell'attività svolta dall'impresa acquisita EH, i mercati interessati dall'operazione sono individuati nel/nei: (**i**) mercato dell'approvvigionamento e vendita all'ingrosso di energia elettrica; (**ii**) mercato dei servizi di dispacciamento; (**iii**) mercati delle future procedure pubbliche di assegnazioni delle concessioni di grande derivazione idroelettrica (di seguito anche "GDI") per l'attribuzione delle concessioni di grandi derivazioni d'acqua per uso idroelettrico e (**iv**) mercato della commercializzazione delle garanzie di origine.

i. Il mercato della produzione e approvvigionamento all'ingrosso di energia elettrica

10. Per quanto riguarda la produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica, il mercato include le transazioni a termine e a pronti concluse attraverso le piattaforme organizzate dal GME (Gestore del Mercato Elettrico), o tramite contratti bilaterali (OTC, *over the counter*). All'interno di esso si annoverano, ad esempio, il cosiddetto "mercato del giorno prima" ("MGP", in cui vengono scambiati diritti/impegni a prelevare/immettere energia elettrica per il giorno successivo) e il "mercato infragiornaliero" ("MI", che prevede ulteriori sessioni di offerte al fine di permettere agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP). A tal riguardo, nella propria prassi, l'Autorità non effettua alcuna distinzione all'interno di tale mercato in base alla fonte dell'energia prodotta o alle modalità di produzione o di approvvigionamento.
11. In base alla prassi dell'Autorità, la dimensione geografica del mercato è di tipo *sub*-nazionale, a causa dei macro-vincoli di rete che, in determinate circostanze e, in particolare, nei casi in cui dovessero venire superati i vincoli di transito dell'energia consentiti dalla rete possono portare alla separazione (*splitting*) del mercato in diverse zone, caratterizzate da diversi prezzi di equilibrio su MGP. In particolare, la presenza di tali macro-vincoli, ha indotto l'Autorità a identificare quattro "macro-zone" costituenti altrettanti mercati geografici distinti[2]: la macro-zona Nord, la macro-zona Sud, la macro-zona Sicilia e la macro-zona Sardegna. Inoltre, in base ai più recenti dati provenienti dal GME, la intensità dei fenomeni di *splitting* del mercato rilevabile nel 2020 e all'inizio del 2021 risulta inferiore a quella rilevabile nel 2016. Ad ogni modo, non è necessario in questa sede mettere in discussione l'ampiezza del mercato in questione perché, come si vedrà, qualunque sia l'ampiezza individuata non si modifica la valutazione della concentrazione. Nel caso di specie, in ragione della operatività dell'impresa acquisita, l'operazione comporta sovrapposizioni nella sola macro-zona Sud (comprensiva delle regioni Toscana, Marche, Lazio, Abruzzo, Campania, Umbria, Molise, Puglia, Basilicata e Calabria).

ii. Il mercato dei servizi di dispacciamento

12. Il mercato dei servizi di dispacciamento ha ad oggetto l'approvvigionamento da parte del gestore della rete elettrica - Terna S.p.A. (di seguito "Terna"), unico operatore attivo dal lato della domanda – delle risorse (fornite dagli impianti di produzione) necessarie a risolvere le congestioni della rete all'interno di ciascuna zona, a costituire adeguati margini di capacità di riserva o a mantenere la tensione sulla rete al fine di garantire il dispacciamento in sicurezza dell'energia immessa nel sistema. In particolare, tale mercato si articola in una fase *ex ante* (detta "MSD"), in cui Terna si approvvigiona delle risorse necessarie a costituire i margini di riserva c.d. secondaria e terziaria, a risolvere le congestioni locali e a mantenere la tensione sulla rete al fine di garantire il dispacciamento in sicurezza dell'energia immessa nel sistema, seguita da una successiva fase in tempo reale di bilanciamento (di seguito "MB"), costituita da offerte finalizzate a garantire l'equilibrio in tempo reale tra prelievi e immissioni sulla rete, risolvere le congestioni non

---

[1] *[Cfr. Comunicazione della Commissione sulle restrizioni direttamente connesse e necessarie alle concentrazioni (2005/C 56/03), §32-35.]*

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

programmate e ricostruire le riserve e in cui si distinguono i servizi di regolazione secondaria e i cosiddetti "altri servizi"[3].

13. In ragione delle esigenze della rete, sono abilitati a partecipare al mercato dei servizi solo gli impianti di generazione che, ai sensi del Codice di Rete, rispettano una serie di requisiti e caratteristiche di flessibilità (ad esempio la capacità di modulare la produzione nel corso della giornata) e, in particolare, l'erogazione del servizio di regolazione secondaria richiede requisiti di flessibilità più stringenti rispetto a quelli necessari a fornire i c.d. "altri servizi".

14. Nel caso di specie, soltanto tre delle unità produttive acquisite rientranti nel nucleo idroelettrico del Gruppo ERG (Neravelino 1, Cotilia 1 e Tevere 1) risultano dotate dei requisiti di flessibilità necessari a operare nel mercato dei servizi di dispacciamento, una soltanto delle quali (Tevere 1) risulta abilitata alla fornitura del servizio di regolazione secondaria.

15. Nella propria prassi decisionale, l'Autorità ha in genere considerato le fasi MSD e MB e le diverse tipologie di servizi offerti come appartenenti a un medesimo mercato, sebbene in taluni casi essa abbia ipotizzato di considerarli come distinti[4]. Nel caso di specie, come si dirà, non è necessario definire con maggior precisione il perimetro di riferimento del mercato del prodotto, in quanto non cambierebbe l'esito della valutazione.

16. Per quel che riguarda l'estensione geografica del mercato, essa dipende dalle aree geografiche all'interno delle quali Terna può approvvigionarsi dei servizi oggetto di interesse, che, pur potendo talvolta coincidere con le macro-zone, può risultare più ampia o più circoscritta. Quest'ultima possibilità, collegata alla circostanza che specifici raggruppamenti di impianti limitrofi (*cluster*) risultino cruciali per risolvere importanti congestioni locali e mantenere la tensione della rete in una particolare area, in base alle informazioni fornite da Terna, non appare rinvenibile nel caso di specie[5]. Pertanto, in questa sede, la dimensione geografica rilevante può esser fatta coincidere quantomeno con la macro-zona sud.

iii. I mercati delle future procedure pubbliche per l'assegnazione delle concessioni di grande derivazione d'acqua a scopo idroelettrico

17. L'Operazione interessa, altresì, i mercati delle future procedure per l'assegnazione delle concessioni di grande derivazione d'acqua per uso idroelettrico (GDI) attualmente nella titolarità di EH le quali, sulla base delle informazioni fornite in sede di notifica dell'Operazione, sono complessivamente dieci (alcune comprensive di due derivazioni d'acqua) di cui sette site in Umbria, tre nel Lazio e una nelle Marche, tutte con scadenza al 31 dicembre 2029 (v. tabella n. 1).

---

[3] *[In particolare, Terna, in base alle proprie esigenze, può porsi nel mercato dei servizi di dispacciamento sia come acquirente di energia (fronteggiando, in tal caso, offerte "a salire" da parte degli operatori) che come venditore di energia (fronteggiando, in tal caso, offerte "a scendere" da parte degli operatori).]*

[4] *[Vd. provvedimento n. 25798 del 22 dicembre 2015 di non avvio istruttoria della concetrazione, C12018 - A2A Trading/Ramo d'azienda di Sorgenia Power, in bollettino n. 49/2015, nonché, tra gli altri, caso A498A - ENEL-PREZZI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO AREA BRINDISI, provv. n. 26176 del 29 settembre 2016.]*

[5] *[Le unità produttive coinvolte, infatti, non insistono su nodi critici della rete e non appartengono a cluster rilevanti ai fini dei servizi di dispacciamento. Tale circostanza, confermata da Terna in risposta a una specifica richiesta dell'Autorità sul punto, si evince anche dal Piano di Sviluppo 2021 della società, pag.119-120, reperibile all'indirizzo.*
https://download.terna.it/terna/Piano_Sviluppo_2021_8d94126f94dc233.pdf.]

Tabella n. 1: *concessioni di GDI di EH in Umbria, Lazio e Marche*				
N	**Centrale**	**Potenza nominale**	**Concessionario**	**Scadenza**
		Concessioni di EH in Umbria		
1	Galletto 1	35,0 MW	EH	31/12/2029
2	Galletto 2	89,5 MW	EH	" "
3	Galletto Pennarossa	3,5 MW	EH	" "
4	Triponzo	5,2 MW	EH	" "
5	Monte Argento*	37,4 MW	EH	" "
	Narni	21,5 MW	EH	" "
6	Nera Montoro	18,1 MW	EH	" "
7	Baschi*	36,2 MW	EH	" "
	Alviano	5,2 MW	EH	" "
		Concessioni di EH nel Lazio		
8	Cotilia Salto*	16,1 MW	EH	31/12/2029
	Cotilia Canetra	3,0 MW	EH	" "
9	Sigillo	3,1 MW	EH	" "
		Concessioni di EH nelle Marche		
23	Preci	10,9MW	EH	31/12/2029

* Derivazioni d'acqua a scopo idroelettrico parte di uno stesso Decreto concessorio.

A seguito della novella del D.lgs. 79/1999 da parte dell'articolo 11-*quater* della legge n. 12/2019 di conversione con modificazioni del D.L. n. 135/2018[6], l'affidamento delle concessioni di GDI è stato devoluto alle Regioni le quali possono, alternativamente, assegnare le concessioni di GDI tramite gara a evidenza pubblica, gara a c.d. doppio oggetto o mediante forme di partenariato *ex* artt. 179 ss. del D.lgs. 50/2016. È altresì rimessa ad apposita legge regionale la definizione del dettaglio delle procedure di affidamento[7].

18. Per quanto riguarda la data entro la quale le Regioni devono indire la procedura per la riassegnazione delle concessioni di GDI, la nuova versione dell'articolo 12, comma 1-*quater*, del D.lgs. n. 79/1999 prevede che la gara debba essere bandita entro due anni dall'entrata in vigore della predetta legge regionale; termine che, stando alle previsioni normative di legge sulla data entro la quale avrebbero dovuto essere emanate le leggi regionali (31 ottobre 2020 per Lazio e Umbria, fine maggio 2021 per le Marche), si sarebbe collocato al 31 ottobre 2022 per le concessioni di competenza delle regioni Lazio e Umbria e a fine maggio 2023 per le concessioni di competenza della regione Marche[8].

19. I termini imposti dalla normativa nazionale per l'adozione delle leggi regionali sono però decorsi senza che alcuna delle tre Regioni competenti per l'assegnazione delle concessioni di GDI oggetto di acquisizione vi abbia provveduto, con la conseguenza che, allo stato, non è concretamente individuabile per nessuna delle concessioni in questione il temine di due anni entro il quale devono essere indette le gare per la loro riassegnazione.

20. La normativa vigente non consente, tuttavia, che il mancato esercizio delle proprie prerogative da parte delle regioni si traduca in uno stallo che impedisca *sine die* la effettuazione delle gare. L'articolo 12, comma 1-*quater*, secondo periodo del D.lgs. n. 79/1999, infatti, prevede un potere sostitutivo in capo il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti (oggi, Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili), che deve procedere all'assegnazione delle

---

[6] *[Decreto-Legge 14 dicembre 2018, n. 135, recante "Disposizioni urgenti in materia di sostegno e semplificazione per le imprese e per la pubblica amministrazione", convertito con modificazioni dalla legge 11 febbraio 2019, n. 12 (c.d. Decreto Semplificazioni).]*

[7] *[In particolare, è rimessa alle Regioni la definizione delle modalità di svolgimento delle procedure di assegnazione tra quelle consentite, l'individuazione della durata delle concessioni entro un minimo di venti e un massimo di quaranta anni, dei criteri di ammissione e di assegnazione, dei requisiti di capacità finanziaria, organizzativa e tecnica, nonché del trattamento delle c.d. opere asciutte (art. 12, comma 1-bis e 1-ter, d.lgs. n. 79/1999).]*

[8] *[Ai sensi dell'art. 12, comma 1-ter D.lgs. n. 79/1999 e successive modifiche, ciascuna Regione avrebbe dovuto adottare la norma entro il 31 ottobre 2020, termine esteso di ulteriori sette mesi dall'insediamento del nuovo Consiglio regionale per le Regioni interessate dalle elezioni amministrative del 2020 come la Regione Marche per la quale, pertanto, il termine entro il quale adottare la legge regionale è stato esteso di ulteriori sette mesi a partire da fine ottobre 2020 (data di insediamento del nuovo Consiglio Comunale a seguito delle elezioni regionali del 2020) e, quindi, sino a fine maggio 2021. Nell'intenzione del Legislatore nazionale, pertanto, il periodo entro il quale avrebbero dovuto essere avviate le procedure di assegnazione delle concessioni di GDI oggetto di acquisizione è, per quelle di competenza delle regioni Lazio e Umbria il biennio compreso tra il 31 ottobre 2020 e il 31 ottobre 2022 e per le concessioni di competenza della regione Marche il biennio compreso tra fine maggio 2021 e fine maggio 2023.]*

concessioni sulla base di un apposito decreto ministeriale, da adottarsi entro il 31 luglio 2022[9]. Nonostante, quindi, un certo grado intrinseco di instabilità del quadro normativo di riferimento, la effettuazione delle gare appare essere un evento certo e relativamente prossimo. Risulta dunque possibile, in coerenza con una constante prassi dell'Autorità[10], confermata anche (con riferimento alle analoghe future gare per le cd. concessioni d'ATEM del servizio di distribuzione del gas naturale) dal Giudice amministrativo[11], individuare un mercato per ciascuna delle dieci future procedure pubbliche di assegnazione delle concessioni di grande derivazione idroelettrica oggi detenute dalla società acquisita, ognuna delle quali è interessata da differenti vincoli competitivi determinati dalle caratteristiche intrinseche della concessione messa a gara e dal quadro atteso di partecipanti alla gara stessa.

iv. Il mercato della commercializzazione dei certificati d'origine

21. La Garanzia di Origine (GO) è una certificazione che attesta l'origine da fonte rinnovabile dell'energia prodotta dagli impianti qualificati come "impianti a garanzia di origine" (IGO). La quantità di GO di cui un operatore può essere titolare è commisurata alla quantità di energia da fonte rinnovabile che ha immesso nel mercato[12]. I titoli sono rilasciati mensilmente e scadono dopo un anno dalla produzione di energia elettrica a cui si riferiscono. Essi assolvono alla funzione di provare al consumatore finale che una certa quantità dell'energia acquistata è stata prodotta da fonte rinnovabile. Si tratta, quindi, di uno strumento di tracciabilità dell'energia prodotta da fonte rinnovabile che assolve a una funzione di trasparenza rispetto alle dichiarazioni commerciali del venditore di energia circa la composizione del *mix* energetico venduto al cliente finale e, di conseguenza, evita che uno stesso quantitativo di energia rinnovabile sia incluso in più contratti di vendita.

22. Le GO sono titoli che possono essere trasferiti disgiuntamente dall'energia a fronte della quale sono stati rilasciati. Esse possono, quindi, essere negoziate nella sede predisposta dal GSE o essere oggetto di libera negoziazione o di assegnazione tramite aste organizzate sempre dal GSE e i titoli invenduti sono, alla fine del periodo di riferimento, ritirati dal GSE. Quanto all'ampiezza geografica di tale mercato, in un proprio provvedimento la Commissione europea, pur non pronunciandosi in maniera netta, non ha escluso una dimensione euro-unitaria[13]. Anche nel caso di specie la definizione può essere lasciata aperta in ragione del fatto che pur assumendo una dimensione nazionale non cambia l'esito della valutazione.

B) Effetti dell'operazione sui mercati interessati

i. Il mercato della produzione e approvvigionamento all'ingrosso di energia elettrica

23. Per quel che riguarda il mercato della produzione e approvvigionamento all'ingrosso di energia elettrica, nel 2020 il gruppo acquirente Enel ha detenuto nella macro-zona sud una quota di circa il *[20-25%]* in termini di capacità installata, a cui è corrisposta una quota di produzione pari a circa il *[15-20%].* A tali posizioni si verrebbe a sommare, ad esito dell'operazione, una quota molto limitata attribuibile agli impianti acquisiti, pari a circa il *[1-5%]* in termini di capacità installata e il *[1-5%]* in termini di produzione, per una quota cumulata attribuibile alla *merged entity* pari rispettivamente al *[20-25%]* e al *[15-20%].*

24. A livello nazionale il gruppo Enel detiene una quota di mercato *pre-merger* di livello confrontabile, pari a circa il *[20-25%]* in termini di capacità installata e *[10-15%]* in termini di produzione, a fronte di un apporto rappresentato dalla società *target* che risulta, ovviamente, ancora molto inferiore se misurato a livello nazionale e pari a circa il *[inferiore all'1%]* in termini di capacità installate e *[inferiore all'1%]* in termini di produzione.[14] In base ai dati forniti dalle Parti, inoltre, gli impianti programmabili di Enel e quelli oggetto di acquisizione non sono mai risultati "pivotali"

---

[9] *[Ai sensi della norma citata, in caso di mancato rispetto da parte della Regione interessata del termine di avvio delle procedure di assegnazione delle concessioni di GDI, il ministero procede, in applicazione dell'art. 8 della legge n. 131/2003 (Legge 5 giugno 2003, n. 131, recante "Disposizioni per l'adeguamento dell'ordinamento della Repubblica alla legge costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3". L'art. 8 è rubricato "Attuazione dell'art. 120 della costituzione sul potere sostitutivo), in via sostitutiva all'assegnazione delle concessioni, sulla base di apposito decreto ministeriale, da adottarsi entro il 31 luglio 2022, con cui devono essere "individuate le modalità e le procedure di assegnazione applicabili nell'ipotesi di mancato rispetto del termine di avvio, da parte della regione interessata". Il potere sostitutivo del Governo, sembrerebbe, pertanto, doversi attivare - sebbene con modalità e tempistiche ancora da definire - sia nell'ipotesi in cui la Regione abbia adottato la predetta legge regionale ma non abbia avviato le procedure di assegnazione entro due anni dalla sua entrata in vigore, sia in caso di mancato adozione di tale legge entro il termine individuato dal art. 12, comma 1-ter, D.lgs. n. 79/1999, perché, in entrambi i casi, la conseguenza dell'inerzia della Regione sarebbe di vanificare la ratio della norma nazionale finalizzata all'individuazione di un periodo certo di avvio delle procedure di riassegnazione delle concessioni di GDI.]*

[10] *[Vd., in particolare, provvedimento n. 2550 del 15 luglio 2015 di autorizzazione con condizioni della concentrazione C11990-SEL-Società Elettrica Altoatesina/Azienda Energetica, in Bollettino n. 26/2015 e provvedimento n. 25860 del 3 febbraio 2016 di non avvio istruttoria della concentrazione C12027- Alperia-Hydros-Sel Edison, in Bollettino n. 4/2016.]*

[11] *[Vd. Consiglio di Stato, sentenza n. 334/2015 del 26 gennaio 2015 (caso C11878-Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gas).]*

[12] *[In particolare il GSE rilascia un titolo GO per ogni MWh di energia elettrica da fonte rinnovabile immessa in rete (esclusa quella per autoconsumo) da impianti IGO.]*

[13] *[Vd. M8660 - Fortun/Uniper del 15 giugno 2018.]*

[14] *[Si rileva, infine, che dal 2018 al 2020 si è assistito a una riduzione delle quote di mercato del gruppo Enel, in tutte le conformazioni citate (sia macro-zonale che nazionale e sia in termini di capacità che in termini di produzione).]*

nella macro-zona sud nel corso dell'anno 2020.[15] Sulla scorta di tali dati, l'operazione non risulta costituire o rafforzare una posizione dominane sui mercati della produzione e approvvigionamento all'ingrosso dell'energia.

ii. Il mercato dei servizi di dispacciamento

25. Relativamente al mercato dei servizi di dispacciamento, si rileva, in via generale, come l'operatività della impresa *target* risulti in tale mercato estremamente limitata. Se infatti nel 2020 il gruppo acquirente Enel deteneva nella macro-zona sud una quota del totale delle transazioni (comprensive dei quantitativi venduti a salire e a scendere) pari a circa il *[30-35%]* (corrispondente a una quota del *[40-45%]* per i soli quantitativi venduti a salire e del *[10-15%]* per i soli quantitativi venduti a scendere), la quota attribuibile alle unità produttive della società *target* è estremamente limitata, risultando pari a circa *[inferiore all'1%]* del totale delle transazioni (e in particolare *[inferiore all'1%]* dei quantitativi venduti a salire e *[inferiore all'1%]* dei quantitativi venduti a scendere).[16]

26. Inoltre, anche operando una distinzione per tipologia di servizio tra MSD *ex ante*, Bilanciamento per "altri servizi" e Bilanciamento per regolazione secondaria, il gruppo Enel detiene posizioni simili (e in particolare pari a circa il *[30-35%]* nel mercato MSD, il *[30-35%]* nel mercato dei servizi di Bilanciamento per "altri servizi" e il *[10-15%]* nel mercato per regolazione secondaria), mentre le quote di mercato attribuibili alla *target* risultano tutte ampiamente inferiori all'1%.

27. Tenendo altresì conto del fatto che, come anticipato, gli impianti della società acquisita non insistono su nodi critici della rete e non appartengono a *cluster* rilevanti ai fini dei servizi di dispacciamento, l'operazione non risulta in grado di incidere in maniera significativa sulla concorrenza nei mercati dei servizi di dispacciamento[17].

iii. I mercati delle future procedure pubbliche per l'assegnazione delle concessioni di grande derivazione d'acqua a scopo idroelettrico

28. La valutazione dell'impatto dell'operazione sui mercati futuri delle gare per la aggiudicazione delle concessioni per lo sfruttamento delle GDI comporta una analisi della partecipazione attesa alle gare stesse, da compiersi attraverso l'individuazione degli incentivi, delle barriere e delle aspettative riferibili ai potenziali partecipanti. Se, ad esito dell'analisi, la struttura attesa della partecipazione ad una o più delle procedure di riassegnazione dovesse limitarsi a pochissimi soggetti – incluse le Parti dell'operazione – quest'ultima sarebbe suscettibile di avere un effetto significativo sulla concorrenza nel mercato della futura procedura (o delle future procedure, se più d'una di quelle coinvolte si trovasse in tali condizioni)[18].

29. Al fine di acquisire elementi utili per comprendere meglio le variabili che maggiormente influiscono sulla scelta di partecipare o meno alle procedure pubbliche di riassegnazione delle concessioni di GDI e, di conseguenza, l'eventuale interesse a partecipare a quelle relative alle concessioni oggetto di acquisizione, è stata inviata una richiesta di informazioni a quattordici operatori tra i quali tutti i principali titolari di concessioni di grande derivazione idroelettrica e alcuni potenziali nuovi entranti: le risposte sono pervenute da undici degli operatori coinvolti.

30. A seguito dell'indagine di mercato sono stati indicati come elementi che influiscono significativamente sulla definizione delle strategie di partecipazione alle procedure pubbliche di assegnazione delle concessioni in questione, la storica incertezza del quadro normativo nazionale, segnato dal susseguirsi di proroghe delle scadenza, e l'incompletezza del quadro normativo regionale, posto che le tre Regioni interessate (Lazio, Umbria e Marche), al pari della maggioranza delle Regioni, non hanno adottato, nei termini previsti, la legge di cui all'articolo 12, comma 1-*ter*, D.lgs. n. 79/1999 e i relativi regolamenti attuativi. È ritenuto, altresì, elevato il rischio che non sia adottato, nel termine previsto del 22 luglio 2022, neppure il Decreto ministeriale che, deve disciplinare il potere sostitutivo del Governo in caso di inerzia delle Regioni nell'avvio delle procedure di assegnazione delle concessioni (articolo 12, comma 1-*quater*, D.lgs. n. 79/1999).

31. Del pari importante ai fini della decisione di partecipazione alle future gare GDI è ritenuta dagli operatori intervistati la scelta, da parte della Regione-stazione appaltante, della procedura di assegnazione tra quelle possibili

---

[15] *[Tale dimostrazione si è avvalsa del concetto di "pivotalità semplice" definito dall'Arera, per cui un operatore sarebbe 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); ii) risulti altresì interamente utilizzata la capacità di importazione dalle altre zone (o macrozone) interconnesse. In applicazione di tale definizione, quindi, le Parti hanno fornito evidenza per cui la somma dell'ulteriore capacità dei concorrenti disponibile per la macro-zona sud e dell'ulteriore transito disponibile fino al nominale per tale macro-zona con le macro-zone adiacenti e con l'estero è risultata sempre superiore al venduto degli impianti programmabili di Enel ed Erg su MGP.]*

[16] *[Tale situazione, caratterizzata da una rilevante presenza pregressa di Enel a fronte di un incremento molto limitato associabile all'operazione, è stata altresì segnalata anche da uno degli operatori rispondenti al c.d. market test. Si rileva, inoltre, come anche nel caso dei servizi di dispacciamento le quote di mercato di Enel nel triennio 2018-2020 sono state caratterizzate da un trend decrescente.]*

[17] *[Come già anticipato, tale conclusione è suffragata anche dalla risposta di Terna, interrogata sul punto.]*

[18] *[Si tratta del modello standard adottato dall'Autorità per la valutazione dell'incidenza di una operazione sulla concorrenza attesa nelle gare future, utilizzato sia per le gare idroelettriche (si vedano i già citati casi C11990-SEL-Società Elettrica Altoatesina/Azienda Energetica e C12027- Alperia-Hydros-Sel Edison) sia, soprattutto, nella ormai acquisita e nutrita giurisprudenza dell'Autorità relativa alle future gare d'ATEM per l'aggiudicazione del servizio di distribuzione del gas naturale (cfr. da ultimo caso C12360 2I RETE GAS/INFRASTRUTTURE DISTRIBUZIONE GAS, provvedimento n. 28622 del 30 marzo 2021, Bollettino n. 16/2021, autorizzazione con condizioni).]*

(*i.e.* gara, gara a doppio oggetto; forme di partenariato pubblico-privato), della fissazione della durata dell'affidamento, dell'eventuale accorpamento o separazione delle derivazioni d'acqua oggetto di concessione nonché delle modalità per assicurare il controllo sulla documentazione di gara affinché siano garantite la neutralità della Stazione appaltante, la parità di partecipazione e la trasparenza[19].

32. A fronte di tali elementi di contesto, in grado, quantomeno in teoria, di ridurre significativamente il numero di partecipanti attesi alle gare, si osserva che le Parti potrebbero rappresentare, in assenza della concentrazione, due potenziali partecipanti alle gare: la società acquisita in quanto gestore uscente di ogni singola concessione ed Enel in grado, per dimensione e competenze, di partecipare a tutte le gare GDI.

33. A questo proposito deve, del resto, considerarsi che, a prescindere dall'Operazione, il Gruppo Enel, che detiene una posizione di rilievo su tutto il territorio nazionale[20], è già presente nelle regioni competenti per la riassegnazione delle concessioni oggetto di acquisizione. Il Gruppo Enel, tramite EP ed Enel Green Power S.r.l., infatti, è complessivamente titolare nel Lazio e nelle Marche di ventidue concessioni di grande derivazione d'acqua a scopo idroelettrico (tredici nel Lazio e nove nelle Marche), alcune comprensive di due o più grandi derivazioni, e tutte con scadenza fissata, *ex lege*, al 31 marzo 2029[21].

34. Tuttavia, rispetto agli undici operatori rispondenti, solo tre hanno affermato che l'Operazione possa ridurre i rispettivi incentivi a concorrere alle procedure di riassegnazione delle concessioni in oggetto. In particolare, due operatori ritengono che l'Operazione aumenti, in uno stesso ambito territoriale, il divario tra Enel e gli altri *competitor* (soprattutto se operatori non di settore). Il terzo operatore, invece, non esclude di poter riconsiderare positivamente la propria decisione di partecipazione alle procedure di riassegnazione delle concessioni di GDI in questione, in caso di inserimento nelle leggi regionali, regolamenti attuativi e bandi di gara di oggettive garanzie di terzietà e non discriminazione.

35. In generale, la maggioranza delle risposte alle richieste di informazioni evidenzia il convincimento degli Operatori del settore che la partecipazione alle gare non sarà ridotta, anche in presenza dell'Operazione. A questo va altresì aggiunto che, come indicato dalla Società notificante, anche altre imprese sono attualmente attive nello sfruttamento di concessioni di GDI nelle regioni interessate (nel Lazio è già presente in particolare il Gruppo Acea, con quattro concessioni di grande derivazione idroelettrica e nelle Marche ASMM con una concessione) le quali potrebbero essere interessate a fare la loro offerta nelle procedure per la riassegnazione delle concessioni di EH nell'ambito territoriale in cui operano.

36. Molti degli Operatori intervistati, compresi quelli non attualmente attivi nella generazione idroelettrica, hanno, inoltre, dichiarato di avere un concreto o, comunque, possibile interesse alla partecipazione alle procedure di riassegnazione delle concessioni oggetto di acquisizione sebbene gli Operatori non di settore lamentino - come detto - la barriera del necessario soddisfacimento dei requisiti tecnici di partecipazione. In proposito si osserva, tuttavia, che tale inevitabile barriera può essere superata partecipando alle procedure di riassegnazione in associazione con operatori di settore esattamente come verificatosi proprio in occasione della procedura di vendita di EH (ad esempio nel corso di tale procedura un operatore del tutto estraneo al settore della generazione elettrica ha presentato un'offerta vincolante insieme a un qualificato operatore attivo nella generazione idroelettrica da grande derivazione d'acqua).

37. L'interesse alla partecipazione appare, quindi, permanere soprattutto in considerazione del riconosciuto valore delle derivazioni d'acqua oggetto delle concessioni in esame. L'opinione maggioritaria delle Società che hanno risposto all'indagine di mercato ritiene, infatti, che lo specifico pregio delle concessioni in oggetto assuma, anche per Operatori radicati in altre aree del Paese, significativa valenza al fine di attuare una strategia di diversificazione territoriale funzionale a una migliore gestione del rischio rispetto alle variabili di disponibilità idrica e di mercato senza determinare specifiche complicazioni gestionali posto che molti servizi possono essere gestiti da remoto.

38. Più in generale, è diffusa tra gli Operatori la convinzione di una significativa partecipazione alle future procedure di assegnazione delle concessioni in esame sia da parte di primari operatori esteri, in forma individuale o in aggregazione con altri soggetti, sia di operatori non del settore che, quindi, concorrerebbero a esercitare un'importante pressione concorrenziale. Si noti al riguardo che tra i soggetti che hanno presentato un'offerta vincolante per l'acquisto di EH risultano essere compresi anche primari operatori energetici stranieri e importanti investitori internazionali i quali hanno partecipato alla fase conclusiva della procedura di cessione in associazione sia con operatori idroelettrici nazionali che esteri.

---

[19] *[Tali preoccupazioni, sebbene idonee a caratterizzare il contesto delle decisioni di partecipazione alle procedure di riassegnazione delle concessioni di GDI in esame, non sono, in ogni caso, effetti direttamente e specificatamente riconducibili al perfezionarsi dell'Operazione, rimandando piuttosto alla necessità di opportuni interventi del Legislatore nazionale e regionale e del Governo affinché, finalmente, si realizzi in modo compiuto l'apertura alla concorrenza per il mercato delle concessioni di grande derivazione idroelettrica.]*

[20] *[Oltre alle concessioni detenute nelle regioni in cui si concentra l'attività di EH, il Gruppo Enel è titolare di ulteriori centosettantasette concessioni di grande derivazione idroelettrica - alcune delle quali comprensive di più salti di grande derivazione d'acqua - in tredici diverse regioni delle quale quasi il 70% rilasciate in Piemonte, Lombardia e Veneto e anche queste concessioni scadono tutte, ex lege, il 31 marzo 2029]*

[21] *[Vd. art. 12, comma 6, D.lgs. n. 79/1999 e ss.mm.ii., recante "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica" (c.d. decreto Bersani).]*

39. In conclusione, quindi, sebbene l'Operazione elimini un importante possibile concorrente alle future procedure di assegnazione delle concessioni oggetto di acquisizione, le indicazioni fornite dall'indagine di mercato e le informazioni relative alla presentazione di offerte vincolanti per l'acquisizione di EH dimostrano un diffuso e concreto interesse da parte di qualificati operatori nazionali ed esteri di settore, anche in associazione con operatori del tutto estranei al mercato della generazione elettrica o con importanti investitori finanziari. Si può, dunque, concludere che l'operazione non comporterà la costituzione o il rafforzamento di una posizione dominante nel mercato delle future gare per la aggiudicazione delle concessioni di GDI oggetto di acquisizione.

iv. Il mercato della commercializzazione dei certificati d'origine

40. Come anticipato, il mercato della commercializzazione delle GO potrebbe avere anche una ampiezza geografica euro-unitaria[22]. Anche limitandosi alla presenza nel solo ambito nazionale, tuttavia, l'Operazione non appare idonea a determinare la costituzione o il rafforzamento di una posizione dominante, in ragione del fatto che l'impresa acquirente detiene a livello nazionale una quota di mercato del *[15-20%]* e che l'incremento *post merger* è inferiore al 2%.

RITENUTO, pertanto, che l'operazione in esame non comporta, ai sensi dell'articolo 6, comma 1, della legge n. 287/1990, la costituzione o il rafforzamento di una posizione dominante nei mercati rilevanti, tale da eliminare o ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza;

RITENUTO, inoltre, che il TSA e l'ulteriore patto di cui è possibile la stipula tra le Parti costituiscono una restrizione accessoria all'Operazione;

DELIBERA

di non avviare l'istruttoria di cui all'articolo 16, comma 4, della legge n. 287/1990.

Le conclusioni di cui sopra saranno comunicate, ai sensi dell'articolo 16, comma 4, della legge n. 287/1990, alle imprese interessate e al Ministro dello Sviluppo Economico.

Il presente provvedimento sarà pubblicato nel Bollettino dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

IL SEGRETARIO GENERALE
Filippo Arena

IL PRESIDENTE
Roberto Rustichelli

22 *[Vd. M8660 - Fortun/Uniper del 15 giugno 2018.]*