

C12770 - ENI PLENITUDE/ACEA ENERGIA

Provvedimento n. 31740

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 2 dicembre 2025;

SENTITO il Relatore, Saverio Valentino;

VISTO il Regolamento (CE) n. 139/2004;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287;

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

VISTA la richiesta di rinvio all'Autorità della concentrazione di dimensione comunitaria M.12077 - *Plenitude/Acea Energia*, sottoposta il 22 luglio 2025 da Eni Plenitude S.p.A. Società Benefit alla Commissione europea, ai sensi dell'articolo 4, paragrafo 4, del Regolamento (CE) n. 139/2004;

VISTA la comunicazione con la quale, il 28 agosto 2025, la Commissione europea ha adottato una decisione di rinvio all'Autorità della valutazione degli effetti dell'operazione, ai sensi dell'articolo 4, paragrafo 4, comma 3, del Regolamento (CE), n. 139/2004;

VISTA la notifica della società Eni Plenitude S.p.A. Società Benefit, ai sensi dell'articolo 16, comma. 1, della legge n. 287 del 1990, pervenuta il 7 novembre 2025, in attuazione della decisione della Commissione europea del precedente 28 agosto;

VISTA la documentazione agli atti;

CONSIDERATO quanto segue:

I. LE PARTI

1. Eni Plenitude S.p.A. Società Benefit (di seguito, "Plenitude"; C.F. 12300020158) è una società attiva nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nella vendita al dettaglio di energia elettrica e gas naturale a clienti domestici e non domestici, nel settore della mobilità elettrica (di seguito, "e-mobility"), nei servizi per l'efficienza energetica e nell'offerta di servizi di connessione in fibra ottica.

Plenitude è controllata da Eni S.p.A. (di seguito, "ENI"), che ne detiene la maggioranza del capitale sociale (90%). Socio di minoranza è un fondo di investimento svizzero (10%).

Il gruppo ENI, nel 2024, ha realizzato in Italia un fatturato consolidato di [30-40]* miliardi di euro ([100-200] miliardi a livello mondiale).

2. Acea Energia S.p.A. (di seguito, "Acea Energia" o "AE"; C.F. 07305361003) è una società attiva, sia direttamente che attraverso Umbria Energy S.p.A. (di seguito, "Umbria Energy"), di cui detiene il controllo congiunto¹, nella vendita di energia elettrica e gas naturale sui mercati finali, nell'efficientamento energetico, nel settore della mobilità elettrica e nell'economia circolare.

AE è interamente controllata da ACEA S.p.A. (di seguito anche "ACEA"). Il fatturato realizzato da ACEA nel 2024 in Italia, al netto del *carve-out* (cfr. *infra*), è stato pari a [1-2] miliardi di euro².

II. DESCRIZIONE DELL'OPERAZIONE

3. L'operazione notificata (di seguito, "Operazione") consiste nell'acquisizione del 100% del capitale di AE da parte di Plenitude. Tale acquisizione sarà sospensivamente condizionata, tra l'altro, allo scorporo da AE dei rami d'azienda relativi alla mobilità elettrica, all'efficienza energetica e all'economia circolare (c.d. *carve-out*)³, che saranno trasferiti ad altra società controllata da ACEA S.p.A.

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

¹ [Umbria Energy è una joint venture paritetica creata nel 2004 e soggetta al controllo congiunto di Acea Energia e ASM Terni S.p.A. Nel 2022 Acea S.p.A. ha acquisito il controllo esclusivo di ASM Terni (cfr. C12464 - Acea / ASM Terni, provvedimento n. 30250 del 19 luglio 2022, in Bollettino n. 30/2022). Attualmente, perciò, Umbria Energy è controllata indirettamente, in via esclusiva, da ACEA S.p.A.]

² [Comprensivo del 50% del fatturato di Umbria Energy S.p.A.]

³ [Fino al 31 dicembre 2024, Acea Energia deteneva una partecipazione pari al 100% del capitale sociale di Acea Innovation S.r.l. ("Acea Innovation"), attiva nei settori dell'e-mobility, dell'efficienza energetica e dell'economia circolare. A seguito dell'operazione di fusione per incorporazione di Acea Innovation in Acea Energia, con decorrenza dal 1° gennaio 2025, Acea Energia ha (temporaneamente) acquisito tali linee di business.]

4. A esito dell'Operazione, Plenitude acquisirà il controllo esclusivo di AE (priva delle attività comprese nel *carve-out*) e il controllo congiunto (con ACEA S.p.A.) di Umbria Energy (che, invece, manterrà le attività nel settore della mobilità elettrica e dell'efficienza energetica).

Lo *Share Purchasing Agreement* prevede, altresì, che AE conferisca le attività relative al Servizio di Maggior Tutela per i clienti vulnerabili⁴ a una società separata e interamente controllata, di cui Plenitude acquisirà il controllo esclusivo tramite AE.

5. Lo *Share Purchasing Agreement* prevede, infine, un patto di non concorrenza in capo ad ACEA, in base al quale ACEA si impegna ad astenersi dallo svolgimento di attività di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas naturale in Italia, per un periodo di cinque anni dalla data di perfezionamento della compravendita della partecipazione. *[omissis]*. La durata del patto è giustificata da Plenitude con *[omissis]*.

III. QUALIFICAZIONE DELL'OPERAZIONE

6. L'Operazione, in quanto comporta l'acquisizione del controllo di un'impresa, costituisce una concentrazione ai sensi dell'articolo 5, comma 1, lettera b), della legge n. 287/1990.

Essa è soggetta all'obbligo di comunicazione disposto dall'articolo 16, comma 1, della legge n. 287 del 1990 sulla base dell'applicazione della disciplina europea delle concentrazioni (Regolamento (CE) n. 139/2004). L'iter ha visto, a luglio 2025, la richiesta motivata di Plenitude alla Commissione europea di rinvio all'Autorità della valutazione dell'operazione di dimensione comunitaria M.12077 ai sensi dell'articolo 4, paragrafo 4, del Regolamento (CE) n. 139/2004, la non opposizione dell'Autorità a tale richiesta e la conseguente decisione della Commissione europea di rinvio del caso (adottata il 28 agosto 2025), ai sensi dell'articolo 4, paragrafo 4, comma 3, del Regolamento (CE) n. 139/2004.

7. Il descritto patto di non concorrenza sarà oggetto di approfondimento nel corso dell'istruttoria per valutarne l'accessorietà rispetto all'Operazione.

IV. VALUTAZIONE DELL'OPERAZIONE

8. A seguito del *carve-out*, AE sarà attiva esclusivamente nella vendita al dettaglio di energia elettrica e gas naturale a clienti domestici e non domestici, e opererà nel settore della mobilità elettrica e nell'efficientamento energetico solo mediante Umbria Energy.

Plenitude è attiva negli stessi mercati in cui operano AE e Umbria Energy.

Il gruppo ENI è, altresì, attivo nei mercati a monte della produzione e commercializzazione all'ingrosso di energia elettrica e dell'approvvigionamento e vendita all'ingrosso di gas naturale.

9. L'Operazione darà, dunque, luogo a sovrapposizioni orizzontali nei seguenti mercati rilevanti:

- mercato della vendita di energia elettrica a clienti non domestici connessi in media e alta tensione (M01);
- mercato della vendita di energia elettrica a clienti domestici connessi in bassa tensione (M02);
- mercato della vendita di energia elettrica a clienti non domestici connessi in bassa tensione (M03);
- mercato della vendita di gas naturale a clienti finali di medio-grandi dimensioni (ossia, con consumi superiori a 200.000 mc/anno) (M04);
- mercato della vendita di gas naturale a clienti finali di piccola dimensione (ossia, con consumi fino a 200.000 mc/anno) (M05);
- mercato delle infrastrutture di ricarica e servizi di CPO a bassa potenza in aree non autostradali (M08);
- mercato dei servizi di efficientamento energetico (M09).

10. Dal punto di vista verticale, invece, l'Operazione produrrà relazioni verticali tra i mercati all'ingrosso in cui opera il gruppo ENI (mercato della produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica (M06), mercato dell'approvvigionamento e vendita all'ingrosso di gas naturale (M07)) e i mercati della vendita al dettaglio di energia elettrica e gas naturale (M01 - M05).

IV.1 I mercati rilevanti non interessati dall'Operazione

11. Alla luce delle quote di mercato detenute dalle Parti, alcuni dei suddetti mercati rilevanti, definiti sulla base della consolidata giurisprudenza nazionale e comunitaria, non costituiscono mercati tecnicamente "interessati"⁵, in quanto l'Operazione non produrrà modifiche strutturali di rilievo in tali mercati.

12. Infatti:

(i) nel mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti allacciati in media/alta tensione (M1), di dimensione geografica nazionale secondo costante prassi dell'Autorità, la quota congiunta delle Parti sarà del [5-10]%; tale valutazione non cambierebbe se i mercati rilevanti relativi alla fornitura di energia elettrica ai grandi clienti industriali fossero definiti e segmentati in base ai consumi di energia elettrica, secondo la prassi comunitaria; in tal caso, infatti, la quota di mercato nelle forniture ai clienti che consumano oltre 0,1 GWh/anno sarebbe del [5-10]% e in tutti i segmenti di consumo la quota congiunta delle Parti sarebbe inferiore al 10%;

⁴ [Circa [150.000 - 200.000] clienti nei comuni di Roma e Formello (RM).]

⁵ [Cfr. *Formulario per la comunicazione di un'operazione di concentrazione*, p. 21, per la definizione di mercato tecnicamente "interessato".]

(ii) nel mercato della vendita al dettaglio di gas naturale ai clienti di dimensione medio-grande (cioè con consumi superiori a 200.000 mc/anno) (M4), di dimensione geografica nazionale secondo costante prassi dell'Autorità, la quota congiunta delle Parti sarà inferiore al 20%, con un incremento trascurabile della quota di Plenitude a seguito della concentrazione (che comporterà una variazione dell'indice di concentrazione di *Herfindahl - Hirschman* (di seguito anche "delta HHI") inferiore a 15 punti);

(iii) nel mercato dei servizi di efficientamento energetico (M9), di dimensione geografica nazionale⁶, le Parti quantificano una quota di mercato congiunta [inferiore all'1%], su una dimensione del mercato stimata nell'ordine delle decine di miliardi di euro sulla base del Rapporto ENEA sull'Efficienza Energetica; anche prendendo a riferimento il solo valore dei Titoli di Efficienza Energetica generati, la quota congiunta delle Parti sarebbe largamente inferiore al 20% e quella di Plenitude subirebbe un incremento comunque marginale, date le ridotte dimensioni dell'attività in questo settore di Umbria Energy⁷.

13. Per ciò che concerne il mercato della produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica (M6), situato a monte dei mercati della vendita al dettaglio di energia elettrica, nella più recente prassi dell'Autorità esso è stato ritenuto di dimensione subnazionale, in virtù dei vincoli di rete che tuttora limitano in un numero significativo di ore i transiti di energia elettrica tra il Nord e il Sud del Paese⁸, nonché tra il continente e le isole maggiori; allo stato, l'Autorità distingue le macrozone Nord e Sud e le due isole maggiori.

Su tali mercati Acea Energia non opera, mentre il gruppo ENI deteneva nel 2024 quote inferiori al 10% in termini di capacità installata e non superiori al [10-15]% in termini di energia elettrica venduta.

Per tale motivo, il mercato rilevante della produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica non è un mercato "interessato" dalla concentrazione, la quale non darà luogo a effetti verticali di rilievo nel settore elettrico.

IV.2 Il mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici (M2)

IV.2.1 La dimensione merceologica del mercato rilevante

14. Per costante prassi unionale e nazionale, nella vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti allacciati in bassa tensione si individuano mercati rilevanti distinti per i clienti domestici e per quelli non domestici (esercizi commerciali, artigiani, professionisti, imprese industriali e di servizi).

Il mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici⁹ si compone storicamente di un segmento a prezzo non regolato (di seguito, il "mercato libero") e di un segmento a prezzo regolato (il Servizio di Maggior Tutela – di seguito, "SMT" –, fino alle gare del 2024; oggi, il Servizio di Maggior Tutela per gli utenti vulnerabili e il Servizio a Tutele Graduali – di seguito, "STG" – per i non vulnerabili, che terminerà il 31 marzo 2027).

Nella prassi costante dell'Autorità, il segmento regolato e quello non regolato sono stati considerati parti dello stesso mercato rilevante, principalmente in virtù dell'assenza di barriere al passaggio da un segmento all'altro e del fatto che i prezzi regolati costituissero un *benchmark* concorrenziale per il mercato libero. Tale impostazione è stata mantenuta anche nei più recenti provvedimenti¹⁰, successivi alla gara per l'assegnazione della gestione del STG per i clienti non vulnerabili nei diversi ambiti territoriali individuati dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambienti (di seguito, "ARERA"¹¹).

Né Plenitude né AE sono assegnatari di aree del STG; il [30-40]% circa della base clienti di AE nella Provincia di Roma è rappresentato da clienti vulnerabili residenti nei Comuni di Roma e Formello, che ancora fruiscono del SMT.

IV.2.2 La dimensione geografica: l'evoluzione della posizione dell'Autorità

15. Per quanto riguarda l'estensione geografica di tale mercato, l'Autorità nella sua prassi ha sempre considerato che esso avesse una dimensione locale.

Nella prassi più risalente dell'Autorità tale estensione è stata delimitata all'area in cui insisteva la concessione del distributore di energia elettrica, che aveva venduto l'energia elettrica in regime di monopolio regolato ai clienti c.d. "vincolati" prima della liberalizzazione del mercato. Successivamente, l'Autorità ha continuato a considerare una dimensione del mercato locale, influenzata dall'assegnazione dei clienti domestici al regime di maggior tutela; le società di vendita che esercivano a livello locale il SMT, che nelle prime fasi della liberalizzazione serviva la quasi

⁶ [Cfr. C12648 - IREN - EGEA/EGEA Holding, provvedimento n. 31277 del 26 giugno 2024, in Bollettino 28/2024; C12308 - SNAM 4 Efficiency/Mieci - Evolve, provvedimento n. 28329 del 4 agosto 2020, in Bollettino n. 34/2020 e C12068 - A2A Calore e Servizi/Consulsystem, provvedimento n. 27427 del 4 ottobre 2016, in Bollettino n. 37/2016.]

⁷ [Si ricorda che il ramo d'azienda di AE relativo all'efficientamento energetico non sarà acquisito da Plenitude (carve-out).]

⁸ [Tra il 15% e il 45% delle ore nei mesi da maggio a ottobre del 2024; oltre il 10% delle ore nel 2023 (cfr. GME, Relazione Annuale 2024, p. 28).]

⁹ [Questi clienti sono sempre connessi in bassa tensione, per evitare danni alle apparecchiature utilizzate nelle abitazioni e per motivi di sicurezza delle persone. Il riferimento alla connessione "in bassa tensione" verrà quindi d'ora in poi omissso.]

¹⁰ [Cfr., per esempio, C12734 - Tremagi Energia/Wekiwi, provvedimento n. 31617 del 1° luglio 2025, in Bollettino n. 28/2025; C12644 - A2A / Ramo d'azienda di E-Distribuzione, provvedimento n. 31298 del 23 luglio 2024, in Bollettino n. 32/2024 e C12648 - IREN - EGEA/EGEA Holding, cit..]

¹¹ [La gara si è svolta il 10 gennaio 2024 e, a partire dal 1° luglio 2024, i clienti non vulnerabili del SMT sono stati assegnati al STG e in particolare al gestore vincitore della gara nell'area di localizzazione del Point of Delivery (di seguito, "POD") del cliente domestico.]

totalità dei clienti domestici, erano infatti nate dal conferimento a società separate dei rami d'azienda dei distributori locali che si occupavano della vendita di energia elettrica ai clienti domestici e alle piccole imprese. Tale delimitazione evidenziava quindi la ridotta contendibilità della base clienti dell'esercente il SMT nelle prime fasi della liberalizzazione del mercato, dovuta alla fedeltà al marchio del distributore e all'incertezza sulle prestazioni dei venditori sul mercato libero.

Il progressivo passaggio al mercato libero dei clienti domestici, indebolendo il legame con il fornitore storico, ha aumentato la contendibilità dei clienti in maggior tutela e ha condotto a un ampliamento dell'estensione geografica del mercato rilevante¹², delimitato in prima approssimazione all'ambito provinciale.

Nei provvedimenti di non avvio istruttoria successivi alla gara per l'assegnazione della gestione del STG è stato esplicitamente riconosciuto che *"A seguito del progressivo abbandono degli esercenti la maggior tutela da parte della maggioranza dei clienti, l'ambito di concorrenza tra gli operatori si è ampliato, pur mantenendosi influenzato dal radicamento storico dei player più importanti"*¹³. In tali casi, la definizione dell'estensione geografica del mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici è stata mantenuta aperta e l'analisi strutturale è stata comunque svolta considerando conservativamente le quote di mercato a livello provinciale.

Da ultimo, l'Autorità ha affermato che *"il 1° luglio 2024 il regime di maggior tutela è definitivamente cessato [sempre per la generalità della clientela non vulnerabile, n.d.r.]; ciò in futuro potrebbe indurre a rivedere la tradizionale definizione geografica vagliando la possibilità di un perimetro nazionale"*¹⁴.

IV.2.3 La dimensione geografica: la posizione delle Parti

16. Le Parti ritengono che, anche in linea con l'orientamento espresso dalla Commissione europea, la dimensione geografica del mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici sia nazionale¹⁵ o, al più, macro-regionale¹⁶, e hanno portato diversi elementi a sostegno di tale tesi.

17. In primo luogo, le Parti ritengono che siano venute meno *"tutte le principali caratteristiche del mercato e della domanda che, fino a oggi, avevano condotto l'Autorità a definire di dimensione locale il mercato della vendita dell'energia elettrica a clienti domestici"*, in quanto:

- secondo i dati pubblicati da ARERA nell'ultima Relazione Annuale, nel 2024 il 76,5% degli utenti domestici era sul mercato libero, il 18,2% era nel SMT in quanto cliente vulnerabile e solo il 5,5% nel STG; tra il 2021 e il 2024, la quota di utenti domestici sul mercato libero sarebbe aumentata di circa 6 punti percentuali ogni anno¹⁷;

- a partire dal 2018 il tasso di *switching* è andato gradatamente aumentando, passando dal 10% circa del 2018 al 19% circa nel 2023, fino a raggiungere nel 2024 un valore di poco inferiore al 25%, al netto delle assegnazioni al SMT e al STG;

- l'esito della gara per l'assegnazione dei lotti del STG ha reciso il rapporto tra consumatori e operatori storici, sia per lo stesso disegno della gara¹⁸, sia soprattutto perché nessun operatore storico è risultato vincitore del lotto comprendente l'area di proprio radicamento;

- i principali operatori del mercato (Enel Energia, S.p.A., Edison Energia S.p.A., Hera Comm S.p.A., Iren Mercato S.p.A., A2A Energia S.p.A., Engie Italia S.p.A., Sorgenia S.p.A. e le stesse Parti) sono attivi in tutto il territorio nazionale.

18. La stessa ACEA Energia - operatore storico fortemente radicato a Roma e provincia - attirerebbe nuovi clienti prevalentemente da regioni diverse dal Lazio, anche grazie a una *partnership* con WindTre (la quale, a ogni modo, terminerà alla fine del corrente anno 2025, prima del *closing* dell'Operazione).

¹² [Cfr. C12257 - HERA/Ascopiave, provvedimento n. 27939 dell'8 ottobre 2019, in Bollettino n. 42/2019, C12276 - A2A Energia/ASM Energia, provvedimento n. 28107 del 28 gennaio 2020, in Bollettino n. 7/2020; C12508 - ENI Plenitude/PLT Energia-SEF, provvedimento n. 30443 del 21 dicembre 2022, in Bollettino n. 2/2023 e C12562 - Vivigas/Milano Gas e Luce, provvedimento n. 30770 del 5 settembre 2023, in Bollettino n. 36/2023.]

¹³ [Cfr. C12734 - Tremagi Energia/Wekiwi, cit.; C12644 - A2A / Ramo d'azienda di E-Distribuzione, cit.; C12648 - IREN - EGEE/EGEE Holding, cit.; C12626 - Ecosuntek-Sergio Marinangeli/+Energia, provvedimento n. 31188 del 30 aprile 2024, in Bollettino n. 20/2024 ed SP182 - Poste Italiane/Fornitura di energia elettrica e gas, provvedimento n. 31138 del 26 marzo 2024, in Bollettino n. 13/2024.]

¹⁴ [Cfr. C12726 - Poste Italiane/Telecom Italia, provvedimento n. 31664 del 3 settembre 2025, in Bollettino n. 5/2025.]

¹⁵ [La Commissione europea, per prassi consolidata, definisce il mercato della vendita di energia elettrica a clienti domestici in bassa tensione come avente dimensione nazionale, in ragione del fatto che la liberalizzazione del mercato dell'energia ha progressivamente eliminato le barriere alla libera circolazione dell'offerta di energia da parte di qualsiasi operatore, a prescindere dalla localizzazione dello stesso (cfr. le decisioni: M.10685 - Enel Produzione/ERG Power del 25 maggio 2022, §. 18; M.7137 - EDF/Dalkia En France del 25 giugno 2014, §§. 67-69; caso M.6984 - EPH/Stredoslovenska Energetika del 19 novembre 2013, §. 18; M.5224 - EDF/British Energy, del 22 dicembre 2008, §. 88 ed M.3729 - EDF/AEM/Edison del 12 agosto 2005, §§. 43-44). Si noti che una tale posizione è anche funzionale a evitare contraddizioni con il fatto che la valutazione delle operazioni citate sia stata ritenuta di competenza della Commissione europea.]

¹⁶ [Cfr. decisione della Commissione europea M.6068 - ENI/AcegasAps/JV dell'11 aprile 2011.]

¹⁷ [I dati pubblicati da ARERA nel Monitoraggio Retail (cfr. del. 52/2025/I/com e del. 486/25) mostrano che circa metà di tale aumento è dovuto al passaggio al mercato libero con un venditore dello stesso gruppo societario dell'esercente il Servizio di Maggior Tutela.]

¹⁸ [ARERA ha suddiviso la gara in ventisei lotti, definiti per omogeneità in termini di ampiezza (numero dei punti di prelievo) e di livello di morosità media. Nel disegnare la gara, il regolatore ha incluso, in uno stesso lotto, province situate in Regioni diverse e, in alcuni casi, distanti tra loro (proprio anche per attenuare l'eventuale vantaggio competitivo dell'operatore "storico" in una data area).]

Secondo i dati forniti dalle Parti, nel 2022 soltanto il [20-30]% delle nuove acquisizioni di clienti effettuate da ACEA Energia proveniva dal Lazio; tale percentuale si è ridotta al [10-20]% circa nel 2023-24 ed è ulteriormente scesa al [10-20]% nel primo semestre 2025.

19. In secondo luogo, a giudizio delle Parti, deporrebbe nel senso di una dimensione geografica più ampia del mercato l'entrata di nuovi operatori a vocazione nazionale, senza alcun radicamento territoriale specifico, che hanno guadagnato rapidamente quote di mercato quali, ad esempio, Poste Energia, che nel giro di due anni avrebbe raggiunto i 900.000 clienti, e Octopus Energy, operatore digitale entrato nel 2024 che avrebbe acquisito circa mezzo milione di clienti. A essi si aggiungerebbero operatori digitali come Pulsee e NEn, che avrebbero complessivamente acquisito circa 300.000 clienti.

20. In terzo luogo, le Parti hanno sottolineato l'assoluta prevalenza di offerte commerciali uniformi sul territorio nazionale nelle proposte di tutti gli operatori del mercato e l'assenza di offerte differenziate geograficamente, salvo specificità dovute a normative regionali o alla presenza di operatori di minori dimensioni attivi solo in determinate aree¹⁹. In particolare, né Plenitude né ACEA Energia proporrebbero offerte commerciali con condizioni variabili sulla base della localizzazione del consumatore domestico o dedicate a specifiche aree geografiche, pur differenziando le offerte per *target* di consumatori.

21. In quarto luogo, le Parti hanno sostenuto che utilizzerebbero prevalentemente canali di acquisizione dei nuovi clienti che prescindono dalla presenza fisica in una determinata area geografica, quali il sito *web*, i *call center* e i siti comparatori. Inoltre, le offerte veicolate attraverso le reti agenziali non sono differenziate geograficamente.

22. Infine, le Parti richiamano il fatto che le strategie di approvvigionamento dell'energia elettrica non sono differenziate localmente e che il Prezzo Unico Nazionale (di seguito, "PUN") costituisce il principale riferimento per la determinazione del costo dell'energia, che riflette un meccanismo di formazione del prezzo centralizzato valido sull'intero territorio italiano.

IV.2.4 Conclusioni sull'estensione geografica del mercato rilevante ai fini della valutazione dell'Operazione

23. Le argomentazioni delle Parti, allo stato, non appaiono sufficienti per abbandonare la consolidata prassi dell'Autorità circa l'estensione geografica del mercato in analisi, revisione che richiede ulteriori approfondimenti.

Ai fini della presente Operazione, inoltre, gli elementi offerti non permettono di rigettare l'assunto che ACEA Energia detenga ancora, a livello locale, un marchio rinomato e una base clienti locale difficilmente aggredibile, elementi valorizzati nella stessa documentazione interna di Plenitude allegata alla notifica e che Plenitude potrebbe sfruttare attraverso offerte commerciali mirate.

24. Nonostante l'espansione a livello nazionale della base clienti di AE, grazie al successo della *partnership* con WindTre, AE rimane infatti un operatore radicato nel Lazio e, in particolare, nella provincia di Roma, che tuttora rappresentano [50-60%] della base clienti e circa [40-50%] dei volumi veduti ai clienti domestici da AE.

25. Il successo dell'entrata dei nuovi operatori "digitali" e non radicati territorialmente sembra indicare l'esistenza di un gruppo significativo di consumatori pronto a cambiare fornitore sulla base della convenienza economica, ma non appare in contrasto con l'esistenza di operatori radicati territorialmente che possono sfruttare la fedeltà al marchio sviluppata nel tempo per limitare l'erosione delle quote di mercato detenute a livello locale, eventualmente facendo leva su una maggiore inerzia in segmenti di clientela meno dinamici e che utilizzano prevalentemente canali tradizionali.

26. A tale proposito, appare opportuno osservare come dagli stessi dati forniti dalle Parti emergano a livello locale per ACEA Energia tassi di *switching* nel 2024 pari a circa la metà di quelli medi²⁰, seppure in crescita nel 2024 rispetto al 2023, mentre a livello nazionale l'andamento di AE appare invece in linea con quello nazionale²¹.

Il tasso di *retention* di ACEA Energia in provincia di Roma appare alto e stabile²², a testimonianza di una grossa fedeltà al marchio della clientela di tale provincia. A livello nazionale, invece, il tasso di *retention* della clientela appare più basso e si riduce significativamente nel 2024.

Per quanto riguarda Plenitude, il tasso di *retention* appare comunque assai significativo ([70-80]% circa) in Provincia di Roma.

27. Inoltre, il canale fisico resta fondamentale per AE e nel Lazio è più importante che altrove anche per Plenitude²³.

¹⁹ [Da un'analisi compiuta dalle Parti sulle offerte "luce" disponibili sul Portale Offerte, curato dall'Acquirente Unico per conto di ARERA, emergerebbe che "l'89% delle offerte luce non ha limitazioni o differenziazioni di prezzo in base alla localizzazione dell'utente. Solo il 4% delle offerte luce ha una validità limitata ad alcune province [e si tratterebbe, appunto, di operatori minori attivi in aree circoscritte del territorio nazionale]. Inoltre, l'80% degli operatori propone unicamente offerte uniformi su tutto il territorio nazionale".]

²⁰ [La Relazione Annuale di ARERA riporta per il 2024 un tasso di *switching* regionale per il Lazio del 21,6%. Dai dati forniti dalle Parti risulta che AE ha registrato nello stesso anno (al netto della perdita di clienti per il passaggio al STG) un tasso di *switching* del [10-20]% in provincia di Roma e uno del [10-20]% nel Lazio.]

²¹ [L'andamento del tasso di *churn* (il tasso di abbandono, calcolato sulla base clienti di inizio periodo) è analogo a livello sia locale che nazionale.]

²² [Pari all'[80-90]% nel 2023 e all'[80-90]% nel 2024, al netto della perdita dei clienti non vulnerabili in Maggior Tutela a causa della mancata partecipazione all'asta per l'assegnazione del STG.]

28. In queste condizioni, la diffusione di offerte omogenee a livello nazionale che emerge dal Portale Offerte - peraltro, ancora assai poco utilizzato dai consumatori²⁴ - non osta all'eventualità che un operatore forte a livello locale possa differenziare la propria offerta commerciale per sfruttare tale posizione.

Lo spazio commerciale effettivamente esistente per tale differenziazione dovrà essere oggetto di opportuni approfondimenti presso le Parti e i loro concorrenti più radicati localmente.

29. Sulla base di tali elementi, appare opportuno analizzare prudenzialmente l'Operazione sulla base della tradizionale definizione locale dell'estensione geografica del mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici.

IV.2.4 La posizione di mercato delle Parti

30. La tabella 1 seguente riporta le province e regioni che possono essere considerate mercati rilevanti "interessati" - nei quali cioè la quota congiunta *post-merger* è almeno pari al 20% e il delta HHI è superiore a 150, sulla base dei dati 2024.

Le province di Roma e Terni e la regione Lazio nel suo complesso rappresentano mercati interessati dall'Operazione. Anche in altre province (riportate in corsivo in tabella n. 1) la quota congiunta delle Parti (in volume) risulta superiore al 20%, ma l'incremento dato dalla concentrazione non è sufficiente a costituire ulteriori mercati "interessati".

Tabella n. 1: mercati rilevanti locali "interessati" per la vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici, dati 2024

	Clienti (numero di POD)				Volumi venduti (GWh)			
	Plenitude	AE	Congiunta	ΔHHI	Plenitude	AE	Congiunta	ΔHHI
Roma	[20-25]%	[20-25]%	[40-45]%	959,53	[20-25]%	[15-20]%	[40-45]%	831,58
Terni	[5-10]%	[20-25]%	[30-35]%	418,13	[5-10]%	[20-25]%	[30-35]%	434,67
Latina					[15-20]%	[1-5]%	[20-25]%	95,73
Rieti					[15-20]%	[1-5]%	[20-25]%	74,55
Viterbo					[15-20]%	[1-5]%	[20-25]%	80,11
La Spezia					[20-25]%	[0-1]%	[20-25]%	21,59
Enna					[15-20]%	[1-5]%	[20-25]%	95,98
Lazio	[20-25]%	[15-20]%	[35-40]%	642,75	[20-25]%	[10-15]%	[30-35]%	589,18

31. Secondo i dati forniti dalle Parti, la provincia di Roma contiene circa il 7% dei consumatori domestici di energia elettrica italiani e rappresenta il 7,5% dei relativi consumi. Per il Lazio tali percentuali sono comprese tra il 9% e il 10%.

Si tratta quindi di mercati locali che occupano una posizione di assoluto rilievo nel territorio italiano.

32. Va osservato che nell'ipotesi di estensione nazionale sostenuta dalle Parti, il mercato nazionale della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici non sarebbe stato un mercato tecnicamente interessato, dato che la quota congiunta sarebbe stata inferiore al 15%.

Nell'ipotesi di mercati macroregionali, solo la macroregione Centro sarebbe stata un mercato interessato: la quota congiunta delle Parti sarebbe stata pari a circa il [20-25]% in termini di clienti (numero di POD) e al [20-25]% in termini di volumi. Il delta HHI sarebbe stato superiore a 225²⁵.

IV.2.6 Gli effetti unilaterali dell'Operazione

33. Come anticipato, l'Operazione appare suscettibile di produrre effetti concorrenziali di rilievo solo in mercati locali, provinciali o al più regionali.

34. Ipotizzando una dimensione locale del mercato, estesa convenzionalmente alla provincia o, al più, alla regione, in linea con l'evoluzione della tradizionale definizione dell'estensione geografica del mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici, dalla tabella 1 emerge che nella provincia di Roma la quota congiunta delle Parti sfiorerà il [40-45]%, divenendo verosimilmente il primo operatore del mercato. L'Operazione comporterà, altresì, un

²³ [In particolare, i dati forniti dalle Parti indicano che le acquisizioni di nuovi clienti da parte di AE è avvenuta principalmente attraverso il canale fisico tradizionale (negozi, agenti) e i negozi WindTre, che hanno rappresentato l'85 [80-90]% delle nuove acquisizioni nel 2024 e il 90 [80-90]% nel primo semestre 2025 (con quote relative che si sono spostate progressivamente a favore della rete WindTre). Nel Lazio tali canali hanno rappresentato il [50-60]% delle nuove acquisizioni e circa il [60-70]% nel primo semestre 2025. Il Lazio rappresenta invece la regione con il più alto tasso di vendite attraverso il canale fisico, che è passato dal [30-40]% del 2022 al [40-50]% circa del primo semestre 2025.]

²⁴ [Cfr. del. 52/2025/I/com e del. 486/25 di ARERA.]

²⁵ [La quota congiunta delle Parti, essendo inferiore al 25%, ricadrebbe a ogni modo nella safe harbour stabilita nelle Linee Guida comunitarie sul controllo delle concentrazioni orizzontali (cfr. "Orientamenti relativi alla valutazione delle concentrazioni orizzontali a norma del regolamento del Consiglio relativo al controllo delle concentrazioni tra imprese", GUUE C 31/2004, §. 18).]

aumento molto significativo della concentrazione del mercato. Tali elementi, uniti alle considerazioni precedenti circa la fedeltà al marchio dei clienti di AE e all'elevato tasso di *retention* sperimentato dalla stessa Plenitude in tale area, inducono a ritenere che l'Operazione risulterebbe suscettibile di ostacolare la concorrenza effettiva su tale mercato.

35. Nel Lazio le Parti sono attualmente tra i principali operatori del mercato e anche in questo ambito appare riscontrarsi una fedeltà al marchio di AE assai significativa. A seguito dell'Operazione, la loro quota congiunta supererà il [30-35]%, creando un *leader/coleader* in questo mercato e incrementando di oltre 600 punti il livello di concentrazione.

Anche considerando quindi un mercato regionale, piuttosto che provinciale, l'Operazione risulterebbe suscettibile di ostacolare la concorrenza effettiva.

36. Infine, in Provincia di Terni, dove AE è già uno dei maggiori concorrenti, l'Operazione permetterà a Plenitude di detenere *post* Operazione una quota superiore al [30-35]%, affermandosi anche qui come *co-leader* del mercato. La concentrazione del mercato aumenterà in misura significativa, anche se minore che negli ambiti locali precedentemente considerati.

Non appare possibile escludere, quindi, che anche in questo mercato la concentrazione potrebbe essere suscettibile di ridurre la concorrenza effettiva.

37. Le Parti hanno argomentato che, anche assumendo mercati locali, l'Operazione non sarebbe in grado di produrre effetti unilaterali di rilievo e quindi di ostacolare la concorrenza effettiva, perché; (i) Plenitude e ACEA Energia non sarebbero *close competitors* e, quindi, ACEA Energia non costituirebbe un significativo vincolo competitivo per Plenitude che l'operazione eliminerebbe, mentre (ii) la nuova entità dovrà fronteggiare i significativi vincoli competitivi imposti dagli operatori che sono entrati di recente nel territorio laziale o che vi hanno rafforzato la posizione detenuta.

38. La prima argomentazione è basata sui dati relativi agli *switching*, i quali mostrerebbero che *"le Parti non rappresentano la prima alternativa, su base reciproca, in Provincia di Roma e nel Lazio (né tantomeno a livello nazionale). Pertanto, AE e Plenitude non possono considerarsi close competitor, e dunque l'Operazione non eliminerebbe un significativo vincolo competitivo per Plenitude"*. In particolare, una quota inferiore al 10% dei clienti di Plenitude del Lazio e della provincia di Roma che hanno cambiato fornitore nel 2024 si sarebbe rivolta ad AE, a dimostrazione che neppure *"un operatore con un marchio rinomato a livello locale quale AE [avrebbe] un potere attrattivo superiore a quello di altri competitor"* e che le scelte dei consumatori sarebbero basate su criteri di convenienza economica. Inoltre, soltanto il [20-25]% dei clienti che ha abbandonato AE nel 2024 in provincia di Roma (il [20-25]% nel Lazio) si sarebbe rivolto a Plenitude; il fatto che tale percentuale sia inferiore di circa un quarto alla "quota relativa" di Plenitude, segnalerebbe *"che i clienti di Acea Energia siano maggiormente attratti da proposizioni alternative rispetto a quella di Plenitude"*.

In realtà, i dati sugli *switching* da AE verso Plenitude non sembrano contraddire la nozione che Plenitude sia un vincolo competitivo significativo per AE e che, proprio per questo, l'Operazione possa risultare dannosa per i consumatori.

La distribuzione degli *switching* tra i vari concorrenti e la valutazione degli incentivi di Plenitude ad aumentare i prezzi *post-merger* potranno essere adeguatamente approfonditi in sede istruttoria.

39. Anche per quanto concerne il secondo profilo (altri vincoli competitivi), l'effettiva capacità attrattiva dei nuovi operatori digitali e degli operatori storici che hanno acquisito la gestione del STG a Roma e nelle province limitrofe potrà essere adeguatamente valutata in corso di istruttoria.

IV.3 il mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti non domestici connessi in bassa tensione (M3)

IV.3.1 La dimensione merceologica del mercato rilevante

40. Secondo la prassi dell'Autorità, i mercati della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti non domestici sono distinti sulla base della tensione della connessione alla rete, in virtù dei differenti adempimenti necessari per la connessione stessa e le diverse caratteristiche tecniche; inoltre, gran parte dei clienti allacciati in media e alta tensione si caratterizza per elevati livelli di consumo.

Si distinguono quindi i clienti non domestici connessi in alta e media tensione - prevalentemente imprese industriali - dai clienti connessi in bassa tensione, identificabili con il *mass market* non domestico: professionisti, esercizi commerciali, piccole imprese, artigiani ecc.

Così come per i clienti domestici, l'Autorità non ha individuato un mercato distinto per i clienti non domestici che potevano accedere alle condizioni di Maggior Tutela o al Servizio di Salvaguardia (oggi, discorso estendibile al STG).

Né Plenitude né Acea Energia sono assegnatari di aree del STG per le microimprese o piccole imprese e non operano come esercenti del Servizio di Salvaguardia.

IV.3.2 La dimensione geografica e gli effetti dell'Operazione

41. Per quanto riguarda l'estensione geografica di tale mercato, l'Autorità nella sua prassi ha sempre considerato che esso avesse una dimensione locale, per motivi simili a quelli già visti per gli utenti domestici, in quanto anche le piccole imprese industriali e commerciali e i professionisti sono stati a lungo clienti vincolati a essere serviti dal distributore locale.

Tale dimensione locale è sempre stata considerata in linea di principio più ampia di quella relativa ai clienti domestici, grazie alla maggiore capacità e interesse economico di tali soggetti a cercare offerte più convenienti per il proprio specifico profilo di consumo. Convenzionalmente, è stata in prima approssimazione identificata, anche nei casi più recenti, nella Regione o, più restrittivamente, nella Provincia.

42. Le Parti ritengono che tale mercato abbia invece dimensione nazionale, in quanto per tale tipologia di clienti, tipicamente più mobile, varrebbero a maggior ragione le argomentazioni svolte per i clienti domestici.

43. L'Operazione non appare suscettibile di ostacolare in modo significativo la concorrenza nel mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti non domestici connessi in bassa tensione, qualsiasi sia l'estensione geografica del mercato rilevante considerata.

Infatti, con riferimento al 2024 e a una estensione provinciale, non risultano mercati tecnicamente interessati nel caso di quote di mercato calcolate in termini di numero di clienti, mentre in termini di volumi venduti, l'unica Provincia che costituisce un mercato tecnicamente interessato è quella di Caltanissetta²⁶, dove la quota postconcentrazione delle Parti sarà pari al [20-25]% con un delta HHI di 173. In tale mercato la quota congiunta delle Parti non appare quindi in grado di produrre effetti unilaterali di rilievo, ricadendo peraltro nella *safe harbour* comunitaria.

Discorso analogo vale a livello regionale.

A livello nazionale la quota congiunta risulta di poco superiore al 5%.

IV.4 Il mercato della vendita al dettaglio di gas naturale ai clienti di piccola dimensione (M5)

IV.4.1 La dimensione merceologica del mercato rilevante

44. Secondo costante prassi dell'Autorità e della Commissione europea, i mercati della vendita al dettaglio di gas naturale ai clienti finali sono distinti sulla base delle caratteristiche della domanda e dell'offerta²⁷, individuando mercati separati per la vendita di gas naturale ai clienti termoelettrici, ai grandi clienti non termoelettrici (consumi maggiori di 200.000 mc/anno), ai clienti di piccola e media dimensione (consumi fino a 200.000 mc/anno).

Tale segmentazione ricomprende nel mercato dei clienti piccoli e medi sia i clienti domestici, inclusi i condomini con riscaldamento centralizzato a gas naturale, sia le piccole imprese commerciali, industriali e di servizi, sia le microimprese.

Così come per il settore elettrico, l'Autorità non ha individuato un mercato distinto per i piccoli clienti che potevano accedere alle condizioni del Servizio di Tutela, definite dal regolatore e che (diversamente dal settore elettrico) potevano essere offerte da tutti i venditori al dettaglio (i quali oggi possono offrirle solo ai clienti vulnerabili).

IV.4.2 La dimensione geografica

45. Per quanto riguarda l'estensione geografica di tale mercato, l'Autorità nella sua prassi ha tradizionalmente considerato che anch'esso avesse una dimensione locale, a causa dell'iniziale prevalenza nei mercati liberalizzati dei venditori verticalmente integrati con il distributore locale.

La progressiva evoluzione dei mercati ha portato ad ampliare tale dimensione locale alla Provincia e poi alla Regione, anche in considerazione del fatto che – diversamente dal settore elettrico – le condizioni del Servizio di Tutela non sono offerte in monopolio dall'esercente la vendita legato societariamente al distributore locale.

Nei più recenti provvedimenti, l'Autorità ha preso atto che *"dal 1° gennaio 2024 il servizio di tutela non è più disponibile per i clienti non vulnerabili [e che] secondo i dati pubblicati da ARERA la maggior parte dei clienti domestici e dei condomini è ormai sul mercato libero. Tenuto conto che le offerte sul mercato libero vengono definite a livello nazionale, la prevalenza del mercato libero permette di ampliare la dimensione geografica del mercato rilevante"* a un ambito che tuttavia è stato lasciato aperto; in tali occasioni, comunque, l'ampiezza delle sovrapposizioni è stata valutata in prima battuta a livello regionale, con approfondimenti a livello provinciale²⁸.

46. La prassi comunitaria ha preso in considerazione una dimensione nazionale o al più macroregionale del mercato della vendita al dettaglio di gas naturale ai piccoli clienti, lasciando in ultima analisi la questione aperta.

47. Secondo le Parti, anche tale mercato avrebbe estensione nazionale, in ragione:

- (i) della limitazione delle tariffe regolate ai soli clienti vulnerabili;
- (ii) dei significativi tassi di *switching*, non inferiori al 18%, registrati da ARERA per tutte le tipologie di piccoli clienti;
- (iii) della presenza nazionale di tutti i maggiori operatori del settore;
- (iv) "[della] portata nazionale pressoché uniforme" delle offerte commerciali degli operatori;
- (v) della prevalenza di canali non fisici per l'acquisizione di nuovi clienti.

²⁶ [In Provincia di Terni la quota congiunta supera di poco il 25%, ma la variazione dell'HHI risulta inferiore a 150 per la presenza assai modesta di Plenitude. Nella provincia di Roma la quota congiunta è inferiore al 20% e nel Lazio risulta inferiore al [15-20]%.]

²⁷ [Le caratteristiche più rilevanti sono: i volumi di consumo pro-capite; il livello della rete cui sono allacciati (rete di trasporto/rete di distribuzione); i profili di consumo annuo di gas e la destinazione finale del gas (riscaldamento e uso domestico; fattore produttivo per l'industria; materia prima per la generazione); le caratteristiche del prodotto domandato (tipologia di trasporto, modulazione, misura etc.) e il tipo di offerta commerciale richiesta (caratteristiche del contratto e prezzo di vendita, etc.). A tali caratteristiche distintive, dal lato della domanda, corrisponde anche una diversa struttura dell'offerta sui diversi mercati e differenti dinamiche competitive.]

²⁸ [Cfr. C12648-IREN – EGEA / EGEA Holding, cit. e C12711-HERA / AIMAG, provvedimento n. 31514 del 31 marzo 2025, in Bollettino n. 13/2025.]

48. In linea con i citati precedenti dell'Autorità, e analogamente a quanto illustrato per il settore elettrico, si ritiene di confermare prudenzialmente la dimensione locale, al più regionale, del mercato rilevante, rinviando a successivi approfondimenti istruttori la possibile individuazione di un'estensione più ampia.

Tale definizione dell'estensione del mercato rilevante permette infatti di catturare la fedeltà al marchio a livello locale che emerge sia per Plenitude²⁹ che per AE³⁰ a livello di provincia di Roma e di regione Lazio.

Inoltre, secondo le rilevazioni di ARERA una quota non trascurabile (13%) dei venditori al dettaglio di gas naturale presenti sul Portale Offerte ha reso disponibili le proprie offerte soltanto in alcune delle città analizzate (Torino, Milano, Roma, Napoli, Palermo)³¹. Ciò significa che in questo mercato, rispetto al segmento *retail* elettrico, appare esserci maggiore spazio per una differenziazione geografica delle offerte.

Infine, ARERA stessa ha osservato che nella vendita al dettaglio di gas naturale *"la presenza territoriale dei venditori storici nel segmento dei domestici è molto rilevante. Solo in una regione meno della metà del gas prelevato dai domestici nel mercato libero è fornita dai venditori storici."*³².

IV.4.3 La posizione di mercato delle Parti

49. La tabella 2 seguente riporta le Province e Regioni che possono essere considerate mercati rilevanti "interessati" - nelle quali cioè la quota congiunta *post-merger* è almeno pari al 20% e il delta HHI è superiore a 150.

Nella maggior parte dei casi, tale qualificazione sussiste solo quando si considerano le quote di mercato in termini di clienti (vale a dire di punti di Riconsegna o "PDR") serviti. Dai dati emerge infatti una forte discrepanza tra le quote in termini di clienti serviti e quelle sulla base dei volumi venduti, che indica come gran parte dei clienti serviti dal gruppo ENI siano piccolissimi clienti, che verosimilmente utilizzano il gas naturale solo per la cottura e forse per l'acqua calda sanitaria.

Tabella n. 2: mercati geografici interessati nella vendita di gas naturale ai piccoli clienti

	Numero di clienti (PDR)				Volumi (Smc)			
	Gruppo Eni	AE	Congiunta	DeltaHHI	Gruppo Eni	AE	Congiunta	DeltaHHI
Roma	[60-65]%	[5-10]%	[70-75]%	1111,68	[35-40]%	[1-5]%	[35-40]%	322,15
Latina	[50-60]%	[1-5]%	[50-60]%	238,27			[30-35]%	83,02
Viterbo	[40-45]%	[1-5]%	[45-50]%	152,33			[30-35]%	68,42
Barletta-Andria-Trani	[40-45]%	[1-5]%	[45-50]%	222,84	[30-35]%	[1-5]%	[30-35]%	168,48
Enna	[65-70]%	[1-5]%	[65-70]%	240,08			[45-50]%	123,51
Messina	[45-50]%	[1-5]%	[45-50]%	150,74			[30-35]%	79,51
Siracusa	[45-50]%	[1-5]%	[50-55]%	176,16			[35-40]%	118,36
Livorno	[40-45]%	[1-5]%	[45-50]%	173,01			[25-30]%	72,14
Pisa	[45-50]%	[1-5]%	[45-50]%	173,85			[10-15]%	16,37
Pistoia	[40-45]%	[1-5]%	[45-50]%	193,64	[60-65]%	[1-5]%	[60-65]%	407,82
Terni	[15-20]%	[20-25]%	[35-40]%	717,79	[5-10]%	[10-15]%	[15-20]%	192,13
Lazio	[55-60]%	[5-10]%	[65-70]%	886,19	[30-35]%	[1-5]%	[35-40]%	261,01
Umbria	[15-20]%	[5-10]%	[25-30]%	299,72			[15-20]%	65,06

50. L'unica regione che costituisce un mercato interessato sia in termini di clienti che di volumi è il Lazio (che rappresenta il 6,2% delle vendite nazionali ai piccoli clienti gas), dove le Parti deterranno una quota inferiore al 40% in volume, pur contrattualizzando [65-70]% dei clienti.

Una situazione simile, con quote solo leggermente più elevate, si riscontra nella Provincia di Roma (5% delle vendite nazionali).

Risultano inoltre mercati interessati in termini sia di volumi che di punti vendita la Provincia di Pistoia (0,2% delle vendite nazionali) e quella di Barletta-Adria-Trani (0,3% delle vendite nazionali). Entrambe tali Province sono situate in Regioni che non costituiscono a loro volta mercati interessati.

51. Risultano altresì mercati interessati - ma soltanto in termini di numero di clienti serviti - alcuni mercati provinciali, dove la quota congiunta delle Parti *post-concentrazione* risulterà quasi sempre inferiore al 40%. Fa eccezione solo la Provincia di Enna, dove *post* concentrazione le Parti servirebbero [65-70]% dei PDR, fornendo [45-50]% dei volumi. In tale mercato tuttavia la concentrazione delle vendite in volume non subirà incrementi preoccupanti, a causa del modesto peso di AE.

²⁹ [ENI Gas&Power, poi divenuta Plenitude, storicamente è stato il venditore collegato societariamente al distributore locale (Italgas), prima dell'uscita di quest'ultimo dal gruppo ENI. Dai dati prodotti dalle Parti emergono un tasso di switching nella Provincia di Roma e nel Lazio inferiori di circa 1/3 a quelli registrati da Plenitude e comunque inferiori a quelli riportati da ARERA. Il tasso di retention in provincia di Roma è prossimo al [80-90]% e quello di abbandono inferiore al 10%.]

³⁰ [Anche AE registra in provincia di Roma e nel Lazio tassi di switching inferiori di circa un terzo a quelli nazionali, sebbene superiori al tasso medio rilevato da ARERA. Il tasso di retention è superiore all'[80-90]% e quello di abbandono inferiore al [15-20]%.]

³¹ [Cfr. ARERA, Del. 52/2025/I/COM, § 2.41 e tab. 14; Del. 486/2025, sez. 3.B.2.]

³² [Cfr. del. 486/2025, p. 67.]

52. Anche in questo settore, un eventuale mercato della vendita al dettaglio di gas naturale ai piccoli clienti di estensione nazionale non costituirebbe un mercato interessato per la valutazione dell'Operazione. Infatti, la quota congiunta delle Parti in termini di PDR raggiungerebbe il [25-30]% circa, ma l'incremento dovuto ad ACEA Energia ([1-5]% circa) sarebbe insufficiente a destare preoccupazioni concorrenziali (Delta HHI = 93). In termini di volumi, la quota congiunta delle Parti risulterebbe largamente al di sotto del 15%.

53. A livello macroregionale, invece, solo la macroregione Centro-Nord risulta un "mercato interessato"³³ e soltanto in termini di PDR serviti: in volume, la quota congiunta delle Parti sarà pari al [20-25]% nel 2024 (in sensibile diminuzione rispetto al 2022), con una variazione modesta dell'indice HHI (83 punti); in termini di clienti serviti, invece, la quota delle Parti raggiungerà il [40-45]%, con una variazione dell'indice di concentrazione di circa 340 punti.

IV.4.4 Gli effetti dell'Operazione

54. Nel mercato in analisi, l'Operazione appare suscettibile di produrre effetti concorrenziali di rilievo nella Provincia di Roma e nella Regione Lazio.

Diversamente, laddove si dovesse ipotizzare un eventuale mercato di dimensione nazionale quest'ultimo non sarebbe un mercato tecnicamente interessato, mentre nel caso di mercati macroregionali, le macroregioni o non costituirebbero mercati interessati, oppure la quota congiunta delle Parti rientrerebbe nella *safe harbor* del 25%.

55. Per quanto riguarda le province in cui si avrebbe un mercato interessato in termini di PDR serviti ma non di volumi, esse si caratterizzano per essere mercati concentrati a causa della forte presenza (in termini di PDR serviti) del gruppo ENI, nei quali il contributo di ACEA Energia appare del tutto marginale e l'incremento dell'indice HHI è di poco superiore alle soglie di attenzione. Fa eccezione solo la Provincia di Terni, dove il gruppo ENI e ACEA Energia detengono quote comparabili sia in termini di PDR, sia in volume. In tali province, tuttavia, la quota delle Parti in volume talvolta è inferiore al 20% (Pisa, Terni), mentre negli altri casi l'incremento di concentrazione del mercato (in termini di volumi) a seguito dell'Operazione appare minimale e comunque inferiore alle soglie di attenzione.

Si può dunque ritenere che tali province costituiscono mercati in cui l'Operazione non appare in grado di produrre effetti concorrenziali di rilievo.

Simili considerazioni valgono per la Regione Umbria.

56. Per quanto riguarda le Province di Pistoia e di Barletta-Adria-Trani, si ritiene che gli effetti dell'Operazione siano da ritenere complessivamente trascurabili in ragione del peso marginale che tali province hanno sui consumi nazionali di gas naturale dei piccoli clienti e del fatto che sono collocate in regioni dove l'Operazione non avrà effetti concorrenziali di rilievo.

57. Per ciò che concerne il Lazio e la Provincia di Roma, in termini di clienti serviti la quota di Plenitude è già piuttosto elevata e AE contribuirà con una quota significativa, che porterà Plenitude a servire [70-75]% nella provincia di Roma e [65-70]% di quelli laziali. Sebbene le quote in volume rimangano tra il 35% e il 40% in entrambi gli ambiti, una così ampia copertura dei clienti, unita a elevati tassi di *retention*, potrebbe ostacolare significativamente lo sviluppo della concorrenza in tali mercati.

58. Sulla base dei dati di *switching*, che appaiono simili a quelli relativi ai clienti domestici nel settore elettrico, le Parti hanno negato che Plenitude e AE possano essere ritenuti *close competitors*, sostenendo che AE non sarebbe un vincolo competitivo per Plenitude.

In realtà, i dati sugli *switching* da AE verso Plenitude non sembrano contraddire la nozione che Plenitude sia un vincolo competitivo significativo per AE. Nel corso dell'istruttoria potranno essere approfonditi gli incentivi di Plenitude a internalizzare la concorrenza con AE aumentando i prezzi praticati ai clienti AE.

IV.5 I servizi per la mobilità elettrica

59. Sia Plenitude che ACEA Energia operano nei servizi per la mobilità elettrica, sia come gestori di infrastrutture di ricarica pubbliche (di seguito, "CPO" acronimo di *Charging Point Operator*), sia come fornitori di servizi di ricarica alla clientela finale (di seguito, "MSP", acronimo di *Mobility Service Provider*).

Nel quadro della presente operazione, a seguito del c.d. *carving-out* delle attività di AE relative alla mobilità elettrica, AE offrirà tali servizi solo attraverso la controllata Umbria Energy.

60. Umbria Energy opera come CPO attraverso [80-90] punti di ricarica installati in [20-30] siti localizzati nel Comune di Terni, di questi [80-90] punti sono di tipo *quick* (potenza fino a 22 kW), mentre i rimanenti [1-5] sono di tipo *fast* (potenza tra 22 e 100 kW) e sono concentrati in un unico sito.

Tale società offre inoltre servizi di ricarica alla clientela finale.

61. Plenitude opera come CPO e offre servizi di ricarica a livello nazionale.

Nel Comune di Terni Plenitude è presente solo con [1-5] punti di ricarica di tipo *quick* gestiti dalla controllata Plenitude On The Road S.r.l. (di seguito, "POTR"). Nella Provincia di Terni vi sono [70-80] punti gestiti da POTR.

62. L'Operazione creerà, dunque, sovrapposizioni orizzontali sia nel mercato della gestione delle infrastrutture di ricarica pubbliche, sia nel mercato dell'offerta dei servizi di ricarica.

³³ [Nella macroregione Nord la quota congiunta delle Parti risulta inferiore al 20% sia in volumi che in clienti. Nella macroregione Sud e Isole la quota in termini di volumi risulta inferiore al 20%, mentre quella in termini di PDR serviti arriva al [25-30] % circa, tuttavia, la variazione dell'indice di Herfindahl-Hirschman è inferiore a 100.]

III.5.1 Il mercato della gestione di infrastruttura di ricarica pubbliche (mercato dei CPO)

63. Secondo la casistica comunitaria e nazionale, le infrastrutture di ricarica pubbliche sono distinte sulla base della potenza erogata e quindi del tempo di ricarica (prese *quick*, *fast* e *ultra-fast*, queste ultime di potenza superiore ai 100 kW) e sulla base della localizzazione (autostrade vs strade urbane ed extra-urbane).

In particolare, nel recente caso A557 - *ENEL X WAY ed EWIVA/Condotte abusive nel mercato dei servizi di ricarica elettrica*³⁴ l'Autorità ha individuato un mercato unitario per le infrastrutture di ricarica pubbliche di tipo *fast* e *quick* (dato che queste ultime in Italia hanno generalmente una potenza di 22 kW) localizzate in ambito urbano ed extra-urbano non autostradale.

64. L'estensione geografica di tale mercato è secondo le Parti nazionale, in linea con i precedenti comunitari e con il caso nazionale C12404 - *ENEL X-Volkswagen Finance Luxembourg/JVC*³⁵, nel quale l'estensione geografica del mercato, pur essendo stata definita in prima battuta nazionale, era stata lasciata, in ultima analisi, aperta.

Nel citato caso A557, tuttavia, l'Autorità, sulla base di una più approfondita analisi, ha individuato come locale l'estensione geografica del mercato della gestione delle infrastrutture di ricarica fino a 100 kW (complessivamente, mercato delle infrastrutture c.d. a bassa potenza); tale estensione è stata in particolare circoscritta a *catchment areas* di ampiezza compresa tra 1 e 4 km centrate sui singoli impianti di ricarica.

65. Nell'ipotesi di un mercato di estensione nazionale, l'Operazione non produrrebbe effetti di rilievo in quanto il mercato rilevante della gestione delle infrastrutture di ricarica pubblica a bassa potenza in ambito non autostradale non costituirebbe un mercato tecnicamente interessato, data la quota marginale (*inferiore all'1%*) di Umbria Energy³⁶.

66. Considerando invece un mercato di dimensione locale, va rilevato che nel Comune di Terni risultano installati 112 punti di ricarica di tipo *quick/fast*, [80-90] dei quali di Umbria Energy.

67. Le Parti, su richiesta della Direzione, hanno prodotto una prima analisi delle *catchment areas* centrate sugli impianti di Umbria Energy.

Considerando *catchment areas* di ampiezza pari a 4 km, Umbria Energy detiene l'[85-90] % dei punti di ricarica in tutte le aree. In ventidue aree risultano presenti anche punti di ricarica di Plenitude, oltre a quelli di almeno un altro concorrente; a seguito della concentrazione, la quota congiunta in termini di punti di ricarica supererà il [90-95] %.

Considerando invece *catchment areas* di ampiezza pari a 1 km³⁷, le aree in cui anche Plenitude è presente si riducono a tre, ma *post* concentrazione Plenitude diventerà monopolista in tali aree.

68. L'Operazione appare, dunque, suscettibile di ostacolare la concorrenza effettiva, in particolare rafforzando la posizione di dominanza che Umbria Energy già detiene nell'area del Comune di Terni e nelle *catchment areas* relative ai propri impianti nella gestione delle infrastrutture pubbliche di ricarica a bassa potenza.

IV.5.2 Il mercato della fornitura dei servizi di ricarica ai clienti finali (mercato dei MSP)

69. Il servizio di ricarica agli utilizzatori di veicoli elettrici o *plug-in hybrid* presso le infrastrutture di ricarica è generalmente offerto da intermediari terzi che offrono anche una serie di servizi accessori (MSP). Tali intermediari sono in grado di offrire accesso alle infrastrutture di differenti CPO, mediante accordi di interoperabilità con questi ultimi, tipicamente sottoscritti per l'intero territorio nazionale (o, area inferiore solo data da un'eventuale operatività limitata dello stesso CPO).

Nel citato caso A557 tale mercato è stato quindi ritenuto di dimensione nazionale, in coerenza con la prassi comunitaria, in considerazione dell'assenza, almeno allo stato attuale, di caratteristiche di tali servizi che comportino una differenziazione di carattere geografico.

70. La quota di mercato detenuta da Umbria Energy in questo mercato è del tutto trascurabile, mentre Plenitude compete con altri primari operatori quali ENEL Energia, A2A, Hera Comm ecc..

L'Operazione non appare quindi in grado di produrre alcuna significativa modifica nella struttura concorrenziale di tale mercato.

III.6 Effetti verticali derivanti dalla presenza del gruppo ENI nel mercato a monte dell'approvvigionamento all'ingrosso di gas naturale (M7)

71. Il gruppo ENI è storicamente uno dei maggiori importatori di gas naturale in Italia ed è conseguentemente attivo nel mercato dell'approvvigionamento all'ingrosso di gas naturale per la copertura del fabbisogno nazionale, mercato a monte del mercato della vendita al dettaglio di gas naturale.

72. L'estensione geografica di tale mercato è almeno nazionale, secondo la prassi nazionale e comunitaria.

³⁴ [Cfr. provvedimento n. 31646 del 29 luglio 2025, in Bollettino n. 32/2025.]

³⁵ [Cfr. provvedimento n. 29945 del 9 dicembre 2021, in Bollettino n. 51/2021.]

³⁶ [Il gruppo ENI detiene una quota (in termini di numero di prese installate) pari al [30-35] %, ma il delta HHI è pari a circa 14 punti.]

³⁷ [La Direzione ha ricalcolato tali *catchment areas* a partire dai dati forniti dalle Parti, seguendo in maniera più pedissequa l'approccio usato in A557, nel quale l'ampiezza del raggio per le infrastrutture a bassa potenza era stata individuata in 1 km o 4 km (e non 2 km come da dati forniti in notifica dalle Parti).]

73. Le Parti stimano che su questo mercato il gruppo ENI detenga una quota del [30-35]% in volume. I principali concorrenti sono Edison (17,6%), Azerbaijan Gas Supply Co. Ltd. (15,9%) e il gruppo Enel (6,3%).

74. *Prima facie*, il gruppo ENI possiederebbe in astratto la capacità di escludere i concorrenti dall'approvvigionamento di Acea Energia.

AE è presente a valle soltanto nella vendita di gas naturale ai piccoli clienti, dove detiene una quota dell'[1-5]% a livello nazionale. Essa non vende né ai grandi clienti, né ai clienti termoelettrici. La sua domanda rappresenta, dunque, una quota marginale, stimabile in meno dell'1%, della domanda di gas naturale all'ingrosso.

Per tale motivo, il gruppo ENI non appare avere alcun incentivo a escludere i concorrenti di AE dall'accesso alle proprie forniture di gas naturale.

Inoltre, una eventuale esclusione dei concorrenti dalle forniture ad AE comporterebbe effetti trascurabili sulla concorrenza.

RITENUTO, pertanto, che l'operazione in esame appaia suscettibile di ostacolare, ai sensi dell'articolo 6, comma 1, della legge n. 287/1990, in modo significativo la concorrenza effettiva, anche a causa della costituzione di una posizione dominante, nel mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici, nel mercato della vendita al dettaglio di gas naturale ai piccoli clienti e nel mercato della installazione e gestione di infrastrutture di ricarica elettrica pubbliche a bassa potenza;

DELIBERA

a) l'avvio dell'istruttoria, ai sensi dell'articolo 16, comma 4, della legge n. 287/1990, nei confronti delle società Eni Plenitude S.p.A. Società Benefit e Acea Energia S.p.A.;

b) la fissazione del termine di giorni dieci, decorrente dalla data di notificazione del presente provvedimento, per l'esercizio da parte dei legali rappresentanti delle Parti, ovvero da persone da esse delegate, del diritto di essere sentiti, ai sensi dell'articolo 14, comma 1, della legge n. 287/1990, precisando che la richiesta di audizione dovrà pervenire alla Direzione Trasporti, Energia e Ambiente del Dipartimento per la Concorrenza 2 di questa Autorità, almeno tre giorni prima della scadenza del termine sopra indicato;

c) che il responsabile del procedimento è il dott. Fabio Massimo Esposito;

d) che gli atti del procedimento possono essere presi in visione presso la Direzione Trasporti, Energia e Ambiente del Dipartimento per la Concorrenza 2 di questa Autorità dai rappresentanti legali delle Parti, nonché dai soggetti aventi un interesse giuridicamente rilevante o da persona da essi delegata;

e) che il procedimento deve concludersi entro novanta giorni decorrenti dalla data di delibera del presente provvedimento.

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

IL SEGRETARIO GENERALE
Guido Stazi

IL PRESIDENTE
Roberto Rustichelli