

LA NUOVA DISCIPLINA DELLE RETI DEL GAS FRA SVILUPPO, DISMISSIONE E VALUTAZIONE AMBIENTALE STRATEGICA

Nota a prima lettura del decreto legislativo 3 luglio 2026, n. 136, attuativo della direttiva (UE) 2024/1788

DI PAOLA BRAMBILLA

Premessa

Il d.lgs. 136/2026ⁱ dà attuazione alla direttiva (UE) 2024/1788 del 13 giugno 2024, rifusione che modifica la direttiva (UE) 2023/1791 e abroga la direttiva 2009/73/CE e che, insieme al regolamento (UE) 2024/1789, compone il cosiddetto *pacchetto gas e idrogeno*, in forza della delega contenuta nell'art. 1 e nell'allegato A, n. 20), della l. 13 giugno 2025, n. 91 (legge di delegazione europea 2024).

Mentre la prima parte del decreto, che comprende i Capi I e II, reca disposizioni sostanzialmente autoapplicative in materia di certificazione dei gas e di statuto del cliente finale, la seconda parte – su cui ci si sofferma in questa sede – procede per novellazione dei testi vigenti riformando il quadro strategico della pianificazione e della progettazione delle reti,ⁱⁱ con innovazioni complessive presidiate da una clausola di invarianza finanziaria, contenuta all'art. 44, che però difficilmente si concilia con il carico procedimentale introdotto, tanto da venir in realtà temperata all'interno dell'articolato.

Per i contenuti regolatori di una fonte energetica di particolare rilevanza per la sicurezza e la stabilità degli approvvigionamenti, oltre che per gli aspetti dell'impatto sul cambiamento climatico, il decreto è innervato da una linea di tensione che ne costituisce il tratto più interessante per il giurista dell'ambiente, poiché la rete del gas viene disciplinata, per la prima volta, non soltanto come infrastruttura da sviluppare, ma anche come infrastruttura da riconvertire e, ove necessario, da dismettere.

1. L'attuazione della direttiva e i suoi effetti per i consumatori e per le imprese

L'art. 1 fissa i principi di organizzazione dei mercati del gas naturale e dell'idrogeno e già in questa sede compie una scelta di sistema, imponendo che l'organizzazione del mercato tenga conto dell'esigenza di dare stabilità agli investimenti per la transizione energetica previsti dal PNIEC e garantisca priorità al dispacciamento dei vettori da fonti rinnovabili, con particolare riferimento ai settori difficili da decarbonizzare. Il PNIEC diventa così parametro di legittimità sostanziale e non mero documento programmatico, assunto che ritornerà, in forma di obbligo di coerenza, in tutte le disposizioni di pianificazione.

Per i consumatori il decreto estende al gas, e in prospettiva all'idrogeno, lo statuto di tutela già maturato nel settore elettrico. L'art. 3 disciplina i diritti contrattuali di base, imponendo un contenuto minimo obbligatorio del contratto e un documento informativo di sintesi precontrattuale, assoggettando le variazioni unilaterali a un preavviso di due settimane, elevato a un mese per i clienti civili, e riconoscendo un diritto di recesso non inferiore a dieci giorni lavorativi. Merita segnalazione il comma 4 che qualifica la violazione degli obblighi informativi precontrattuali come causa di nullità del contratto di fornitura.ⁱⁱⁱ

L'art. 4 regola il cambio fornitore entro un termine massimo di tre settimane, con un processo tecnico non superiore a ventiquattro ore e gratuitamente per i clienti civili e per le imprese che occupano meno di cinquanta dipendenti e realizzano un fatturato o un totale di bilancio non superiore a dieci milioni di euro. Gli oneri di risoluzione anticipata restano ammessi nei soli contratti a tempo determinato e prezzo fisso, devono risultare proporzionati e non possono eccedere la perdita economica diretta, il cui onere probatorio grava sul fornitore.

L'art. 6 riconosce ai clienti attivi il diritto di autoprodurre e vendere gas rinnovabile ed estende espressamente tale facoltà ai clienti del settore agricolo e del settore pubblico, vietando oneri di rete non commisurati ai costi effettivi, con sicuro rilievo per la filiera del biometano agricolo. Chiudono il quadro gli artt. 7-9 e l'Allegato I, che fissano requisiti minimi di trasparenza della bolletta e subordinano l'introduzione degli *smart meter* a una preventiva analisi costi-benefici.

Per le imprese, invece, gli effetti si concentrano su tre versanti.

Il primo riguarda la certificazione, disciplinata dall'art. 2, che per il gas rinnovabile rinvia agli artt. 42, 42-bis e 43 del d.lgs. 199/2021 e per i combustibili a basse emissioni di carbonio impone all'operatore economico di dimostrare una riduzione delle emissioni di gas serra pari almeno al settanta per cento rispetto al combustibile fossile di riferimento.

Il secondo attiene all'accesso e alla connessione, oggetto dell'art. 19, che novella l'art. 24 del d.lgs. 164/2000. I gestori che rifiutano l'accesso per mancanza di capacità sono tenuti ad apportare i miglioramenti necessari, ove economicamente giustificabile o qualora il richiedente ne sostenga il costo, mentre per il gas rinnovabile e a basse emissioni il rifiuto è ammesso nei soli limiti degli artt. 20 e 36 del reg. (UE) 2024/1789. Ogni rifiuto e ogni disconnessione devono essere motivati e comunicati ad ARERA, all'AGCM e al MASE. Nella stessa direzione si muove anche l'art. 41, che impone di parametrare costi e oneri di connessione al principio "l'efficienza energetica al primo posto" e di pubblicarli.^{iv}

Il terzo versante, decisivo per la bancabilità degli investimenti, è quello della copertura tariffaria. L'art. 16-bis, comma 2, lett. b) e c), del d.lgs. 93/2011 impegna ARERA a garantire la copertura dei costi emergenti dagli interventi necessari all'immissione dei gas rinnovabili e dalla riconversione delle infrastrutture, mentre il comma 6 demanda all'organo di definire appositi orientamenti per un approccio strutturale all'ammortamento degli attivi da dismettere prima della fine del ciclo di vita originariamente previsto.^v È, questa, la risposta attesa, allo stato ancora programmatica, al tema cruciale degli *stranded assets*, ossia di quel costo di transizione che la regolazione è chiamata a ripartire fra azionisti e utenti finali, secondo criteri che il decreto non predetermina.^{vi}

2. Sviluppo e dismissione della rete, un'antinomia solo apparente: il vaglio secondo il canone europeo "efficiency first".

Il cuore del decreto, ai fini di questa analisi, è racchiuso nel Capo V, e in particolare negli artt. 27 e 34, che riscrivono l'art. 16 del d.lgs. 93/2011 e vi inseriscono un nuovo art. 16-bis.

Il nuovo art. 16 disegna un piano decennale comune di sviluppo della rete del gas naturale e dell'idrogeno, a cadenza biennale, specifico per ciascun vettore. Fra i contenuti obbligatori del piano figurano, accanto alle infrastrutture da costruire o potenziare, le informazioni sull'infrastruttura che può o deve essere dismessa, quelle sull'infrastruttura da riconvertire per l'idrogeno, uno scadenziario per tutti i progetti di investimento e di dismissione, nonché l'obbligo di tenere conto dei piani di dismissione elaborati dai distributori.^{vii}

L'antinomia fra pianificazione dello sviluppo e pianificazione della dismissione si rivela così solo apparente, poiché il decreto costruisce un unico ciclo pianificatorio nel quale la rete si contrae dove la domanda recede, e si estende oppure si riconverte dove la decarbonizzazione richiede molecole e non elettroni.

In questa visione prospettica, finalmente affidata alla pianificazione, è dirimente comprendere, quindi, chi ha o avrà ancora bisogno del gas; ebbene, la risposta del legislatore delegato è esplicita e priva di tentennamenti, si tratta dei settori difficili da decarbonizzare. Ovviamente poi la modulazione della rete dipende anche dalla restante utenza, più elastica e suscettibile di cambiare fonti energetiche ed approvvigionamenti.

L'art. 16, comma 4, impone così di ponderare le alternative all'espansione del sistema alla luce del principio "efficienza energetica al primo posto" e di includere informazioni sull'ubicazione degli utenti finali *hard to abate*, mentre il nuovo art. 33-*vicies semel* chiede al piano di sviluppo della rete di distribuzione dell'idrogeno di censire fabbisogni, volumi e durate di tali utenti nonché la co-ubicazione di produzione e consumo.^{viii} Il riferimento corre alla siderurgia, alla chimica di base, al cemento, al vetro e alla ceramica, alla raffinazione, ossia a complessi industriali per i quali la sostituzione elettrica non è disponibile o non è efficiente. Per gli usi civili, viceversa, il decreto assume che le alternative offerte da pompe di calore, teleriscaldamento ed efficienza siano tendenzialmente preferibili al punto da costruire su questo assunto la dimensione della dismissione.

Il nuovo art. 16-bis è peraltro costruito con notevole prudenza, poiché i gestori delle reti di distribuzione sono tenuti a elaborare piani di dismissione soltanto al ricorrere congiunto di tre condizioni, ossia (i) una riduzione della domanda tale da richiedere la dismissione, (ii) l'assenza di prospettive locali di collegamento di impianti a gas rinnovabili e a basse emissioni e (iii) l'impossibilità tecnica di riconversione a idrogeno. La dismissione si configura dunque come *extrema ratio*, subordinata a un ordine di preferenza che privilegia riuso, riconversione e soluzioni *demand side*, ed è inoltre preceduta da una verifica di utilizzabilità della rete esistente per i gas rinnovabili e da una valutazione degli effetti economici sugli utenti finali e sugli investimenti già realizzati.

Si aggiunga l'esenzione dei gestori che rifornivano meno di 45.000 clienti allacciati al 4 agosto 2024, i quali possono limitarsi a informare ARERA della dismissione.^{ix} Si tratta però, a ben vedere, di un'esenzione di impatto relevantissimo in Italia, dove la distribuzione è storicamente frammentata, con il rischio di una base conoscitiva a macchia di leopardo e di un difficile raccordo con la disciplina delle concessioni per ambito territoriale minimo.

La direzione e la visione strategica impressa alla pianificazione restano però univoche, anche perché i piani di dismissione devono fondarsi sui piani locali di riscaldamento e raffrescamento di cui all'art. 25, par. 6, della direttiva (UE) 2023/1791, risultare coerenti con il PNIEC e con la strategia di lungo termine *ex reg.* (UE) 2018/1999 e sostenere l'obiettivo di neutralità climatica sancito dal reg. (UE) 2021/1119. Simmetricamente, il piano comune di sviluppo deve risultare in linea con il PNIEC, mantenere coerenza con i piani decennali unionali *ex artt.* 32 e 60 del reg. (UE) 2024/1789 e sostenere il medesimo obiettivo climatico. Gli scenari comuni, che ne sono il quadro di riferimento, sono elaborati ogni due anni ed approvati da ARERA tenendo conto dei pareri del Comitato consultivo scientifico europeo sui cambiamenti climatici, mentre al MASE spetta valutare la coerenza del piano con la neutralità climatica e con il PNIEC, con potere di parere motivato in caso di incoerenza.^x

Non vi è chi non colga come il decreto in commento costituisca solo un tassello destinato a incunearsi in questa grande e complessa architettura normativa, in cui sullo sfondo dell'ETS 2 — introdotto dalla direttiva (UE) 2023/959 di modifica della direttiva 2003/87/CE, e oggi differito al 2028 per effetto della revisione della normativa europea sul clima — si muovono i grandi target della direttiva (UE) 2023/1791 (EED), di cui è attesa la trasposizione, avviata sin dalla legge 91/2025, di delegazione europea del 2024.^{xi}

Agendo trasversalmente sull'efficienza energetica, la direttiva EED è volta a comprimere a monte la domanda di combustibili fossili, così da condizionarne l'efficacia complessiva. Basti pensare che l'art. 3, al primo capoverso, nel declinare il principio "efficiency first", dispone che "gli Stati membri provvedono affinché siano valutate soluzioni di efficienza energetica, comprese le risorse sul versante della domanda e la flessibilità del sistema, nelle decisioni strategiche e di pianificazione e in quelle relative ai grandi investimenti di valore superiore a 100 000 000 EUR ciascuna o a 175 000 000 EUR per i progetti di infrastrutture di trasporto, nei seguenti settori: a) sistemi energetici; e b) settori non

energetici, ove essi incidano sul consumo di energia e sull'efficienza energetica, come edifici, trasporti, acqua, tecnologie dell'informazione e della comunicazione (TIC), agricoltura e finanza”.

Ebbene, è inequivocabile il riferimento alle reti del gas, che quanto ai profili della pianificazione il decreto attua compiutamente; l'art. 3 però va anche oltre.

A ben vedere, infatti, la sua formulazione pare paradigmatica nell'ascrivere il canone del primato dell'efficienza energetica al novero di quelle disposizioni chiare, precise e incondizionate, suscettibili di dar vita, scaduto il termine di trasposizione, al c.d. effetto diretto verticale per le PA e al correlato obbligo di darvi immediata attuazione.

4

Ed è così che accanto a questa doverosa valutazione efficientistica della programmazione della rete del gas, in supero o in diminuzione, si aggiunge anche la valutazione dei singoli progetti, in cui questo stesso canone diventa vaglio di sostenibilità, verifica “energetica” a fianco della già nota “verifica climatica”.^{xii}

Attorno alla Direttiva EED si dispongono poi strumenti complementari alle strategie del gas oggetto del decreto: la direttiva (UE) 2024/1275 (EPBD IV), che riduce i consumi del parco edilizio e incide sulle emissioni degli edifici destinati a rientrare nel sistema; la direttiva (UE) 2023/2413 (RED III), che opera non sulla quantità di energia ma sulla sua origine; il Fondo Sociale per il Clima, istituito dal regolamento (UE) 2023/955 — non a caso modificato dalla stessa EED — e chiamato a compensare i costi distributivi della transizione; mentre al PNIEC, previsto dal regolamento (UE) 2018/1999, spetta la funzione di pianificazione e raccordo. Un quadro peraltro in movimento, poiché all'intervento puntuale dell'aprile 2026 sulla riserva stabilizzatrice di mercato, come è noto, si è aggiunta la proposta di revisione complessiva dell'ETS presentata dalla Commissione il 17 luglio 2026.

Su questo sfondo la posizione italiana — non siamo però soli — appare esposta su più fronti. Rispetto alla direttiva EPBD IV si registra un inadempimento stratificato in tre passaggi distinti. Nel novembre 2025 la Commissione ha contestato a Italia, Estonia e Ungheria il mancato pieno recepimento dell'art. 17, par. 15, che impone di eliminare gli incentivi finanziari all'installazione di nuove caldaie autonome alimentate da combustibili fossili (INFR(2025)2186). Nel marzo 2026 è seguita la procedura INFR(2026)2024, per la mancata trasmissione entro il 31 dicembre 2025 del progetto di Piano nazionale di ristrutturazione degli edifici, avviata verso diciannove Stati membri, tra cui l'Italia, con lettera di costituzione in mora. Il 15 luglio 2026, infine, la Commissione ha avviato nei confronti di tutti i ventisette Stati membri — Italia compresa — una nuova procedura per il mancato recepimento completo della direttiva entro il 29 maggio 2026: si tratta della lettera di costituzione in mora ex art. 258 TFUE, primo passaggio formale cui seguono due mesi per le controdeduzioni — per l'Italia, dunque, sino a metà settembre 2026 — e, in difetto, il parere motivato, il ricorso alla Corte di giustizia e le sanzioni ex art. 260 TFUE.

La sovrapposizione di questi procedimenti non costituisce un mero segnale di ritardo rispetto a un adempimento formale, ma è sintomatica di una difficoltà strutturale, comune ai paesi europei, nel costruire di una politica organica di riqualificazione energetica del patrimonio edilizio.

Questa criticità si riverbera però anche sulla materia oggetto del decreto 136/2026, in forza di un chiaro nesso che tiene insieme l'intero quadro: la pianificazione delle infrastrutture del gas dipende dagli scenari di domanda, e gli scenari di domanda dipendono a loro volta dall'attuazione di EED ed EPBD IV.

Il decreto in commento presuppone infatti una traiettoria di contrazione dei consumi che solo l'efficienza energetica e la riqualificazione edilizia possono generare, per cui il principio dell'*energy efficiency first*, che la EED eleva a criterio vincolante nelle decisioni di pianificazione e nei grandi investimenti infrastrutturali, rischia di restare privo di un ancoraggio normativo interno proprio finché il recepimento non si completa. Si profila, in ultima analisi, un rischio duplice e circolare: quello da un lato di dimensionare le reti su una domanda che l'ordinamento avrebbe dovuto ridurre, con l'esposizione al fenomeno degli *stranded assets* e la traslazione dei relativi costi in tariffa; e, d'altro

canto, il rischio di consegnare all'avvio dell'ETS 2 un patrimonio edilizio non riqualificato, che potrebbe scaricare il segnale di prezzo della CO₂ sulle famiglie anziché orientare, come nel disegno europeo, una domanda già strutturalmente ridotta.

Un'ultima criticità di coordinamento risiede infine nel fatto che mancano i piani locali di riscaldamento e raffrescamento, che pure costituiscono il presupposto tanto dei piani di dismissione quanto dei dinieghi di connessione; ciò in quanto anch'essi discendono dalla direttiva 2023/1791, più precisamente dall'art. 25, non ancora recepita, come si è detto.^{xiii}

5

Il decreto costruisce dunque una piramide pianificatoria la cui base è, allo stato, mancante.

Fortunatamente, va detto, grazie a un LIFE l'Unione Europea nell'autunno del 2024 ha dato vita, con notevole successo, al progetto PLAN4COLD, volto a favorire direttamente da parte degli enti locali e delle municipalità l'attuazione di piani locali sostenibili di riscaldamento e raffrescamento, seguito nel marzo 2026 dalla predisposizione di specifiche Linee Guida che toccano anche i temi oggetto del decreto.^{xiv} La strategia bottom up, del nudging e della sussidiarietà, si rivela ancora una volta, in campo climatico ed energetico, molto importante proprio nei contesti urbani.

Tornando dunque alla disamina della disciplina nazionale di nuova emanazione, il nodo focale del raccordo fra la pianificazione e il diritto alla connessione è affidato all'art. 19, che costituisce la norma di chiusura del sistema.

ARERA è il soggetto a cui compete autorizzare i gestori a rifiutare l'accesso o la connessione, oppure a interrompere la fornitura, in vista della finalità di garantire il rispetto dell'obiettivo di neutralità climatica, ma solo a condizione che (i) il piano di sviluppo preveda la dismissione, oppure (ii) il piano di dismissione sia stato approvato dall'Autorità, (iii) oppure ancora il gestore esentato abbia comunicato la dismissione. Le modalità dell'iter sono rimesse ad apposita delibera, che dovrà introdurre criteri obiettivi, trasparenti e non discriminatori a fondamento della decisione, tenuto conto dei piani locali di riscaldamento e raffrescamento. Vi è poi un ulteriore parziale contrappeso, all'art. 5, ove si impone di diramare un'informazione anticipata sul calendario di disconnessione e di prestare forme di consulenza sulle opzioni di riscaldamento sostenibili tramite lo Sportello per il consumatore energia e ambiente e gli sportelli unici, nonché di tenere in particolare considerazione le esigenze dei clienti vulnerabili e in condizione di povertà energetica, in coerenza con le previsioni degli artt. 22 e 24 della direttiva 2023/1791 sull'efficienza energetica, che qui riecheggiano, in una sorta di anticipata trasposizione che dovrà coordinarsi con la EED a pieno regime, nella direzione oggi indicata anche dalla Raccomandazione (UE) 2026/1001 della Commissione, dedicata proprio alla tutela dei clienti vulnerabili e in condizione di povertà energetica nella pianificazione dell'uscita dal gas e nella dismissione delle reti di distribuzione.

3. L'assoggettabilità dei nuovi piani alla valutazione ambientale strategica

È infine questo, ovvero l'attrazione alla VAS, l'interrogativo di maggiore interesse che la nuova dimensione della pianificazione della rete del gas solleva nel giurista, ma che il decreto non affronta in alcun modo, atteso che nel testo non figura alcun richiamo alla Parte seconda del d.lgs. 3 aprile 2006, n. 152.^{xv}

Ora, l'omologo di questi nuovi strumenti di pianificazione è sicuramente il Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale, approvato con decreto del MASE, come previsto dall'art. 36, comma 12, del d.lgs. 93/2011, espressamente e pacificamente sottoposto a valutazione ambientale strategica, tanto che il termine di diciotto mesi fissato per la sua approvazione è espressamente comprensivo dei tempi della valutazione e dei relativi adempimenti a carico del proponente.^{xvi}

Una analoga disposizione non si rinviene invece quanto ai tradizionali piani decennali di sviluppo delle reti gas, che si prevede siano trasmessi ad ARERA e al Ministero, sottoposti a consultazione e valutati quanto a coerenza con il piano decennale europeo e con la strategia energetica nazionale, secondo le modalità fissate dall'Autorità in via regolatoria.^{xvii}

La differenza tra le due pianificazioni, anche in termini contenutistici, si coglie con particolare nettezza nell'ultimo provvedimento adottato. Con la delib. 234/2026/R/gas del luglio 2026 l'Autorità ha valutato il Piano unico decennale 2025-2034 dei dieci gestori del trasporto "ai sensi dell'articolo 16, comma 6-bis, del decreto legislativo 93/11, e ai fini dei riconoscimenti tariffari", esprimendo un "nulla osta allo sviluppo degli interventi ivi previsti" e valutando negativamente alcuni singoli metanodotti.^{xviii}

L'atto si autoqualifica come mero nulla osta a fini tariffari, e non come provvedimento di approvazione del piano; senonché la stessa Autorità, nella Relazione tecnica, descrive la propria valutazione come «finalizzata all'approvazione del Piano, eventualmente richiedendone modifiche», e la regolazione tariffaria subordina il riconoscimento dei costi all'inclusione degli investimenti nei «Piani approvati dall'Autorità». È proprio questa oscillazione fra qualificazione formale e sostanza del potere esercitato ad avere sinora precluso, sul piano giuridico prima ancora che contenutistico, l'attivazione della valutazione ambientale strategica.

Ora, la problematica è stata sollevata in passato, anche nell'ambito di un *question time* svoltosi in Commissione ambiente della Camera nel marzo 2015, nel quale il Governo - riportando l'avviso dell'allora Ministero dello sviluppo economico - ha risposto che la rete nazionale dei gasdotti non è soggetta a VAS perché Snam Rete Gas non è un'autorità pubblica e non è titolare di piani o programmi, trattandosi di un'impresa privata.^{xix}

Ebbene, l'argomento fondato sulla natura privata del proponente non ha però mai avuto solido fondamento nel diritto interno, posto che l'art. 5, comma 1, del D. lgs. 152/06 distingue con nettezza le due figure: alla lett. r) definisce proponente il soggetto pubblico o privato che elabora il piano, programma o progetto, e alla lett. q) precisa che autorità procedente è la pubblica amministrazione che elabora il piano oppure, ove il soggetto che lo predispone sia un diverso soggetto pubblico o privato, la pubblica amministrazione che lo recepisce, adotta o approva.

Dunque l'elemento discrezionale è un altro, come dimostra il fatto che anche Terna è una società per azioni e nondimeno sottopone a valutazione il proprio piano di sviluppo, approvato con decreto ministeriale, e risiede proprio nell'approvazione pubblica, o l'atto equipollente, nel caso di piani o programmi predisposti da privati. E ciò in quanto la normativa sulla VAS, di derivazione europea, contempla espressamente l'ipotesi di un piano elaborato da un privato e approvato da un'autorità, basti pensare all'urbanistica; ed è su questo schema che opera, da oltre un decennio, la valutazione del piano Terna. Ciò che mancava per il gas, quindi, non era la natura pubblica del proponente, bensì un atto di approvazione espressamente tipizzato.

Con il d.lgs. 136/2026 quell'ambiguità viene finalmente sciolta, posto che più disposizioni, tutte di novella al d.lgs. 93/2011, attribuiscono espressamente ad ARERA un potere di approvazione in senso proprio:

- l'art. 19 (art. 24, comma 5, d.lgs. 164/2000, lett. b) prevede un rifiuto di accesso/connezione subordinato al fatto che ARERA abbia approvato il piano di dismissione ex art. 57, par. 3, dir. 2024/1788;
- l'art. 27 (nuovo art. 16, comma 3, d.lgs. 93/2011) prevede che anche gli scenari comuni siano approvati da ARERA;
- l'art. 27 (nuovo art. 16-bis, comma 3) prevede che ARERA approvi o respinga i piani di dismissione della rete di distribuzione, o ne chieda la modifica;
- l'art. 34 – art. 33-tricies quater, comma 1, lett. d) – prevede che ARERA approvi e modifichi i piani di sviluppo ex artt. 16 e 16-bis;
- l'art. 34 – art. 33-tricies quater, comma 3, lett. c) – prevede che ARERA approvi la programmazione degli investimenti e il piano pluriennale del gestore indipendente;
- l'art. 36 (lett. c-quinquiesdecies) – prevede che ARERA approvi e modifichi i piani di sviluppo ex artt. 55 e 57 dir. 2024/1788;
- l'art. 36 (nuovo comma 2-ter) – dispone che l'Autorità approvi gli scenari comuni per il piano decennale comune gas-idrogeno.

A chi poi obietti che il nuovo art. 16, comma 6, continua a descrivere l'attività dell'Autorità in termini di valutazione di conformità e di richiesta di modifica, senza mai usare il verbo "approvare", si può agevolmente controbattere che l'antinomia è apparente e deve essere risolta in senso conforme alla direttiva, i cui artt. 55 e 57 configurano una vera e propria approvazione, così da imporre la prevalente lettura per cui il piano è oggetto di un provvedimento espresso, come del resto confermano le due disposizioni ora citate e, per i piani di dismissione, la formula "approvarli o respingerli".

In questa nuova cornice normativa l'assunto dell'esenzione fatica ora a reggere. ARERA è autorità amministrativa indipendente e dunque "autorità" ai fini della direttiva 2001/42/CE e dell'art. 5, comma 1, lett. e), del testo unico ambientale; ancora, non vi è dubbio che gli strumenti di programmazione siano piani e programmi sempre ai sensi dell'art. 5 comma 1 lett. e): "atti e provvedimenti di pianificazione e di programmazione comunque denominati, compresi quelli cofinanziati dalla Comunità europea, nonché le loro modifiche:

- 1) che sono elaborati e/o adottati da un'autorità a livello nazionale, regionale o locale oppure predisposti da un'autorità per essere approvati, mediante una procedura legislativa, amministrativa o negoziale e
- 2) che sono previsti da disposizioni legislative, regolamentari o amministrative".

Al riguardo il piano risulta infatti anche previsto da disposizioni legislative, essendo l'art. 16 del d.lgs. 93/2011 a imporne l'elaborazione biennale e a disciplinarne il procedimento.

Quanto ai presupposti oggettivi dell'art. 6, comma 2, lett. a) del T.U.A., il piano di sviluppo appartiene al settore energetico, e dunque rientra nuovamente nello spettro di applicazione della VAS, senza tacere che esso definisce il quadro di riferimento per l'approvazione di progetti sottoposti a valutazione di impatto ambientale, poiché individua le infrastrutture da costruire, potenziare, riconvertire e dismettere, con relativo scadenziario; e i metanodotti rientrano, secondo soglie dimensionali, negli Allegati alla Parte seconda del d.lgs. 152/2006.^{xx}

Ove poi il piano interessi siti della Rete Natura 2000, la necessità di valutazione di incidenza rende la valutazione ambientale strategica obbligatoria sotto un ulteriore profilo, ex art. 6, comma 2, lett. b) del dlgs. 152/06.

A livello europeo, perché è a tal scala che si formano gli orientamenti vincolanti ed uniformi per gli stati membri sulla corretta applicazione del diritto UE, la Corte di giustizia ha costruito nell'arco di quindici anni una nozione volutamente ampia di piano e programma, muovendo dal rilievo che le disposizioni che delimitano l'ambito di applicazione della direttiva 2001/42/CE, e in special modo quelle che ne enunciano le definizioni, vanno interpretate in senso estensivo, proprio in ragione della finalità di garantire un elevato livello di protezione dell'ambiente.^{xxi}

Di quel percorso conviene isolare le tappe che più direttamente riguardano questo caso, a partire dalla sentenza *Terre wallonne*, in cui la Corte ha inaugurato la lettura estensiva della nozione, includendovi atti privi di contenuto localizzativo puntuale.^{xxii} Con *Inter-Environnement Bruxelles* ha quindi chiarito che sono "previsti" ai fini della direttiva i piani la cui adozione sia disciplinata da disposizioni legislative o regolamentari che individuino le autorità competenti e la procedura di elaborazione, ancorché l'adozione non sia obbligatoria, principio poi ribadito nel senso che è sufficiente che la facoltà di adottare la misura trovi fondamento in una disposizione particolare.^{xxiii}

Ancora, nella pronuncia *D'Oultremont* la Corte ha affermato che il carattere generale e normativo dell'atto non ne impedisce la qualificazione come piano, e ha coniato la formula, poi divenuta canonica, dell' "insieme significativo di criteri e di modalità" per l'autorizzazione e l'attuazione di progetti,^{xxiv} specificando poi in *Bund Naturschutz in Bayern* che il requisito è soddisfatto quando il piano stabilisce un insieme significativo di criteri "in particolare per quanto riguarda l'ubicazione, la natura, le dimensioni e le condizioni operative" dei progetti, "o la ripartizione delle risorse connesse

a tali progetti», formula che descrive con precisione il contenuto tipico di un piano pluriennale di rete.^{xxv}

Due pronunce meritano infine attenzione specifica.

La prima è la sentenza resa nella causa *A e a.*, che riguardava proprio il settore energetico, ove si discuteva di un'ordinanza e di una circolare che fissavano le condizioni per l'autorizzazione di impianti eolici. La Corte vi ha ritenuto integrata la prima condizione dell'art. 3, par. 2, lett. a), sul rilievo che gli atti riguardavano il settore dell'energia e progetti compresi negli allegati alla direttiva 2011/92, e ha statuito che il giudice nazionale può mantenere in via eccezionale gli effetti degli atti adottati in difetto di valutazione soltanto per il tempo strettamente necessario a porvi rimedio.^{xxvi}

La seconda è la nota sentenza italiana sugli inceneritori C-305/18, nella quale la Corte ha qualificato come piano o programma soggetto a valutazione anche una normativa composta da una disposizione di base e da un decreto attuativo che rideterminava in aumento la capacità degli impianti esistenti e individuava numero, capacità e localizzazione regionale dei nuovi impianti.^{xxvii} L'analogia con un piano che stabilisce quali infrastrutture costruire, potenziare, riconvertire o dismettere, con relativo scadenziario, è evidente.

Sull'altro versante, la sentenza *Friends of the Irish Environment* segna il limite della nozione, avendo escluso che possa rientrare fra i piani "previsti da disposizioni legislative, regolamentari o amministrative" una misura adottata dal governo sul solo fondamento della disposizione costituzionale che gli attribuisce il potere esecutivo.^{xxviii} È un limite che il piano decennale gas non incontra, poiché ha quale base giuridica, al contrario, una disposizione legislativa specifica, che ne fissa cadenza, contenuti, procedura consultiva e autorità competente.

L'approdo più recente è anche il più utile. Nella sentenza resa nella causa *Fédération belge du stationnement e Interparking* la Corte ha stabilito che l'art. 2, lett. a), della direttiva definisce la nozione di piani e programmi "unicamente con riferimento a due elementi, ossia l'autorità da cui proviene l'atto di cui trattasi e la base giuridica in forza della quale quest'ultimo è stato adottato", elementi da considerarsi esaustivi, con l'espressa conseguenza che non è richiesta alcuna "dimensione pianificatrice o programmatica".^{xxix} La Corte ha aggiunto che l'obbligo di valutazione deriva non già dall'esistenza di una siffatta dimensione, bensì dagli effetti della misura sull'ambiente, in quanto la misura definisce il quadro di riferimento per l'autorizzazione di taluni progetti, così da ritenere soggetto a VAS persino un decreto che si limitava a fissare condizioni di gestione dei parcheggi, senza disciplinarne né l'allocatione né il numero massimo. Questa sentenza, in particolare, è atta a prevenire l'obiezione principale che osterebbe all'assoggettamento dei piani gas a VAS, ossia quella secondo cui si tratterebbe di documenti a contenuto regolatorio e tariffario, privi di valenza localizzativa. Se un atto che non individua né dove né quanti parcheggi realizzare può costituire quadro di riferimento rilevante, a maggior ragione lo è un piano che elenca metanodotti, ne fissa lo scadenziario, indica quali tratti riconvertire a idrogeno e quali dismettere.

Restano tre argomenti contrari, tutti superabili. Il primo è il silenzio del legislatore delegato, che non vale come esclusione, perché l'obbligo discende direttamente dalla direttiva 2001/42/CE e semmai potrebbe integrare un difetto di coordinamento.

Il secondo è l'esclusione dei piani finanziari o di bilancio prevista dall'art. 6, comma 4, lett. b), del d.lgs. 152/2006, che potrebbe essere invocata valorizzando la funzione di riconoscimento tariffario oggi svolta dalla valutazione ARERA. L'argomento però non convince, perché l'esclusione riguarda gli atti che si limitano ad allocare risorse finanziarie, mentre il piano decennale identifica opere, tracciati e tempi, e per di più la nuova disciplina ne accentua semmai il carattere sostanziale, imponendo scenari, coerenza con il PNIEC e contenuti di dismissione e riconversione.

Il terzo è il carico procedimentale, a fronte della cadenza biennale del piano e della clausola di invarianza finanziaria dell'art. 44, ma si tratta di un problema che attiene all'organizzazione e non alla doverosità della valutazione, e che l'esperienza del piano Terna dimostra gestibile attraverso il coordinamento dei termini.

Un rilievo specifico merita infine il piano di dismissione, che è il vero *novum*. Si potrebbe obiettare che la dismissione, riducendo l'infrastruttura, sia per definizione migliorativa. L'obiezione non convince, perché la dismissione comporta interventi materiali di rimozione, ripristino, gestione delle condotte *in situ* e possibile bonifica, e soprattutto sceglie fra alternative tanto diverse quanto la riconversione a idrogeno, il *blending*, l'immissione di biometano e la dismissione integrale, ciascuna con impatti ambientali e climatici radicalmente distinti. La valutazione ambientale strategica sarebbe esattamente la sede propria per il confronto fra tali alternative secondo il principio «efficienza energetica al primo posto», oltre che per il monitoraggio degli effetti.

Al riguardo, inoltre, si osserva che seppure l'art. 55, commi 2 e ss. della direttiva 1788/2024 oggetto di trasposizione non faccia menzione della VAS, prevede puntuali obblighi di consultazione delle parti interessate prima della predisposizione del piano, da parte dei proponenti (comma 3), e successivamente da parte dell'autorità (commi 4 e 5), lasciando come sempre agli stati membri la discrezionalità nel dare corpo a queste previsioni, nel rispetto dei principi generali e della normativa eurolunitaria. Senonché, avendo il legislatore nazionale optato per un modello procedurale che si conclude non già con una semplice valutazione e controllo (comma 6 della direttiva), ma con una vera e propria approvazione speculare al modello del Piano di Sviluppo Terna, l'approdo alla VAS che costituisce forma tipizzata ed emblematica di partecipazione e consultazione alla formazione di piani e programmi, non dovrebbe essere messo in dubbio.

4. la quiddità dalla valutazione ambientale strategica applicata al mercato del gas.

L'interrogativo non ha rilievo soltanto teorico, perché la letteratura tecnica degli ultimi anni ha documentato con precisione ciò che una valutazione ambientale strategica avrebbe dovuto intercettare a monte.

Lo studio più organico è quello pubblicato dal *think tank* ECCO nell'autunno del 2025, che muove dalla constatazione di un sistema di infrastrutture gas di circa 35.400 chilometri, detenuto per oltre il novanta per cento da Snam, con un valore degli attivi regolati intorno ai 20,6 miliardi di euro e in crescita del quattro per cento annuo dal 2019. Senza nuovi investimenti l'infrastruttura risulterebbe ammortizzata entro il 2045, quando la domanda sarà già inferiore di oltre il quaranta per cento rispetto al 2024 secondo le stesse proiezioni governative, mentre confermando l'intero pacchetto di investimenti previsto dai piani decennali, le tariffe di trasporto crescerebbero fra il diciotto e il sessantasei per cento al 2030 e fino al quattrocentottantatré per cento al 2050, per cui gli investimenti risulterebbero sovradimensionati e genererebbero *stranded cost* destinati a gravare sugli utenti finali.^{xxx}

Il dato è confermato, con linguaggio necessariamente più prudente, dallo stesso regolatore. Nella deliberazione 234/2026/R/gas ARERA ha valutato negativamente o sospeso la valutazione di interventi per circa 2,5 miliardi di euro su un piano che ne prevede circa diciotto, ha rilevato costi in aumento e informazioni non sempre trasparenti sugli impatti tariffari, e soprattutto ha osservato che le stime di domanda di gas e biometano al 2040 poste a base del piano superano di circa il quarantacinque-cinquantacinque per cento i corrispondenti scenari europei del TYNDP 2024.^{xxxi} Uno scostamento di questa entità fra scenario del proponente e scenario europeo è precisamente il tipo di questione che il rapporto ambientale dovrebbe esplicitare e sottoporre a confronto pubblico.

Sullo sfondo sta l'andamento della domanda, ridottasi di circa un quinto fra il 2021 e il 2024 e attesa in ulteriore contrazione nei prossimi decenni secondo le proiezioni dell'Agenzia internazionale dell'energia e degli analisti di settore.^{xxxii} In un quadro simile, ferma restando la possibilità che gli scenari geopolitici rallentino questo trend, la scelta fra potenziare, riconvertire o dismettere non è una decisione meramente tecnica di adeguatezza del sistema, ma una scelta strategica con effetti ambientali di lungo periodo, che incide sul consumo di suolo, sulla frammentazione degli habitat lungo i tracciati, sulle emissioni fuggitive di metano e sul percorso di decarbonizzazione complessivo.

Val la pena osservare, per inciso, che tre elementi propri della valutazione ambientale strategica oggi mancano del tutto nel procedimento di formazione dei piani gas: manca la valutazione delle ragionevoli alternative, che nel caso di specie coinciderebbe con il confronto fra scenari di domanda

e fra opzioni infrastrutturali, manca la considerazione degli effetti cumulativi degli interventi programmati, che la consultazione ARERA affronta progetto per progetto e sotto il profilo dell'efficienza economica; manca infine il monitoraggio degli effetti ambientali significativi previsto dall'art. 18 del testo unico, con i correlati obblighi di pubblicità e di riesame periodico. La VAS non può dunque che arricchire lo scenario programmatico coerenziandolo con gli altri valori e interessi in gioco, specie ambientali.

5. Conclusioni

Alla luce dei principi che in materia di VAS legislatori e giudici nazionali ed europei hanno tracciato, dovrebbero essere sottoposti a VAS o quanto meno a verifica di VAS, con esito prevedibilmente positivo, i piani decennali di sviluppo e i piani di dismissione di rilevanza sovraumunale, e ciò, come detto, a prescindere dall'assenza di una specifica disposizione in tal senso. Certo, un intervento correttivo, che la stessa normativa contempla come possibile,^{xxxiii} potrebbe assicurare maggior certezza e tipicità a un percorso di grande rilevanza sotto il profilo ambientale, ma anche economica e sociale.

In ulteriore subordine, si potrebbe pensare all'adozione di linee guida congiunte MASE-ARERA che disciplinino il raccordo procedimentale sul modello dell'art. 36, comma 12, del d.lgs. 93/2011, con termini di approvazione comprensivi di quelli della valutazione, oppure con meccanismi che assicurino gli stessi risultati di una valutazione ambientale strategica, in termini di partecipazione del pubblico, di valutazione esaustiva delle alternative, di attenzione ai profili più strettamente naturalistici dell'infrastrutturazione, coerentemente con le direttive Habitat, Uccelli, e con il Regolamento sul ripristino della natura, soluzione non preclusa dalla direttiva.

In difetto, il rischio è duplice. Da un lato si apre la strada al contenzioso sui provvedimenti attuativi, a partire dai dinieghi di connessione e dalle disconnessioni *ex art.* 19, che della pianificazione costituiscono applicazione puntuale e ne erediterebbero il vizio; con l'ulteriore complicazione che, secondo la giurisprudenza unionale, il mantenimento degli effetti degli atti adottati senza VAS è ammesso solo in via eccezionale e per il tempo strettamente necessario. Dall'altro si profila una possibile contestazione in sede europea per violazione della direttiva 2001/42/CE, ora più difficile da respingere al mittente visto che il piano è formalmente approvato da un'autorità.

Vi è, infine, una ragione di merito che va oltre la conformità formale. Il d.lgs. 136/2026 chiede ai piani di rete di sostenere l'obiettivo di neutralità climatica e di risultare coerenti con il PNIEC, ma non fornisce alcuno strumento procedimentale per verificare che ciò avvenga davvero, al di là di un parere ministeriale non vincolante. La valutazione ambientale strategica è, nel nostro ordinamento, l'unico procedimento elaborato per fare esattamente questo, ossia mettere a confronto alternative, misurare effetti cumulativi e monitorare l'attuazione. Escluderla dalla pianificazione della rete del gas proprio nel momento in cui a quella pianificazione si chiede di governare, ragionevolmente, l'uscita dal gas sarebbe un paradosso difficile da giustificare.

i D.lgs. 3 luglio 2026, n. 136, pubblicato in G.U. n. 176 del 31 luglio 2026, Suppl. Ordinario n. 27, vigente dal 15 agosto 2026.
ii Sono novellati il d.lgs. 23 maggio 2000, n. 164 (decreto Letta), il d.lgs. 1° giugno 2011, n. 93, il d.lgs. 3 marzo 2011, n. 28, il d.lgs. 4 luglio 2014, n. 102 e il d.lgs. 8 novembre 2021, n. 210. Il decreto inserisce inoltre nel d.lgs. 93/2011 un nuovo Titolo II-bis dedicato al mercato dell'idrogeno, composto dagli artt. 33-bis e ss.

iii Ai sensi dell'art. 3, comma 4, la nullità «opera soltanto in favore del cliente finale e può essere rilevata anche d'ufficio dal giudice». Si tratta di una nullità di protezione non imposta dalla direttiva, destinata verosimilmente a produrre contenzioso.

iv Art. 41 del decreto, che inserisce le lettere m-bis), m-ter) e m-quater) all'art. 20, comma 3, del d.lgs. 3 marzo 2011, n. 28, con richiamo agli artt. 3 e 27, par. 2, della direttiva (UE) 2023/1791 e all'art. 20, par. 2, della direttiva (UE) 2018/2001.

v Il rinvio è all'art. 78, par. 7, della direttiva (UE) 2024/1788.

vi Sul tema, e più in generale sui rapporti fra regolazione indipendente e obiettivi di politica energetica, si rinvia a E. Bruti Liberati, F. Donati (a cura di), *Il nuovo diritto dell'energia tra regolazione e concorrenza*, Torino, Giappichelli, 2007, e a E. Bruti Liberati, *La regolazione indipendente dei mercati*, Torino, Giappichelli, 2019.

vii Art. 16, comma 2, lett. c), d), e) e l), del d.lgs. 93/2011 come sostituito dall'art. 27 del d.lgs. 136/2026.

viii Art. 27 della direttiva (UE) 2023/1791 e art. 33-*vicies semel*, comma 2, lett. a) e b), del d.lgs. 93/2011, introdotto dall'art. 34 del decreto.

ix Art. 16-bis, comma 5, del d.lgs. 93/2011, in attuazione dell'art. 57, par. 5, della direttiva (UE) 2024/1788. La soglia rileva anche ai fini dell'art. 19 del decreto, che consente il rifiuto di connessione sulla base della mera comunicazione del gestore esentato.

x Artt. 2, par. 1, e 4, par. 1, del reg. (UE) 2021/1119; art. 16-bis, comma 2, lett. a), h) e i), e art. 16, commi 2, lett. h) e i), 3 e 6, del d.lgs. 93/2011.

xi Il termine di recepimento della direttiva (UE) 2023/1791 (EED) è scaduto l'11 ottobre 2025. Alla data della presente nota lo schema di decreto legislativo organico destinato a sostituire il d.lgs. 4 luglio 2014, n. 102, risulta ancora in fase di consultazione.

xii Si tratta della specifica verifica di mitigazione e adattamento introdotta per le VAS le VIA dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, sulla base delle apposite "Linee guida per l'integrazione della verifica climatica nelle valutazioni ambientali" redatte in collaborazione con la Presidenza del Consiglio dei Ministri – Dipartimento per le politiche di coesione e per il Sud, con il supporto tecnico di BEI-JASPERS.

xiii V. supra, nota xi.

xiv <https://www.climatealliance.org/wp-content/uploads/2026/05/Plan4COLD-Handbook.pdf>

xv Per un inquadramento generale dell'istituto si rinvia, tra i molti, a G.F. Ferrari, Valutazione ambientale strategica e di impatto ambientale, in Codice dell'Ambiente a cura di Nespor e Ramacci, 2022 p. 2689, Valutazione Ambientale Strategica, di Balestrieri, in Dizionario di diritto dell'Ambiente, a cura di Nespor, E.S. 2025 p. 513. Sul piano applicativo restano di riferimento il documento della Commissione europea *Attuazione della direttiva 2001/42/CE concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente*, Lussemburgo, 2003, e le relazioni sull'applicazione della direttiva di cui a COM(2009) 469 e COM(2017) 234, come utile è la Rassegna monografica di giurisprudenza dell'Ufficio del massimario della Giustizia amministrativa a cura di Marina Perrelli - 30 aprile 2023 su Le valutazioni ambientali (VIA, VAS, VINCA, AUA, AIA).

xvi Art. 36, comma 12, del d.lgs. 93/2011, come modificato dal d.l. 16 luglio 2020, n. 76, conv. dalla l. 11 settembre 2020, n. 120, e da ultimo dalla l. 30 dicembre 2023, n. 214. Per il Piano di sviluppo 2021 si veda il parere motivato VAS reso su parere CTVA n. 498 dell'8 agosto 2023, e per il Piano 2025 il d.m. MASE n. 12 del 2026.

xvii Delib. ARERA 351/2016/R/gas e 468/2018/R/gas, da ultimo 170/2025/R/gas del 15 aprile 2025 sul Piano decennale unico di sviluppo della rete di trasporto.

xviii Delib. ARERA 2 luglio 2026, 234/2026/R/gas, punti 1, 2 e 3 del dispositivo e Relazione tecnica di cui all'Allegato A; in particolare il § 1.3, ove la valutazione è descritta come «finalizzata all'approvazione del Piano», e il § 3.5, lett. b), sul riconoscimento tariffario subordinato all'inclusione degli investimenti nei «Piani approvati dall'Autorità».

xix *Question time* in Commissione VIII della Camera del 12 marzo 2015. La replica è riportata negli atti e nei comunicati dei deputati interroganti.

xx Allegato II alla Parte seconda per le condotte di diametro superiore a 800 mm e lunghezza superiore a 40 km, Allegati III e IV per le soglie inferiori.

xxi Corte giust. UE, 22 marzo 2012, C-567/10, *Inter-Environnement Bruxelles e a.*, punto 37, e 22 febbraio 2022, C-300/20, *Bund Naturschutz in Bayern*, punto 44.

xxii Corte giust. UE, 17 giugno 2010, cause riunite C-105/09 e C-110/09, *Terre wallonne e Inter-Environnement Wallonie*.

xxiii Corte giust. UE, C-567/10, cit., punto 31, e 25 giugno 2020, C-24/19, *A e a. (Impianti eolici ad Aalter e Nevele)*, punto 35. Nella medesima linea, per l'estensione della nozione ad atti di natura eterogenea, Corte giust. UE, 7 giugno 2018, C-671/16, *Inter-Environnement Bruxelles e a.*, e 12 giugno 2019, C-43/18, *CFE*.

xxiv Corte giust. UE, 27 ottobre 2016, C-290/15, *D'Oultremont e a.*, punti 44, 49, 52 e 53.

xxv Corte giust. UE, 22 febbraio 2022, C-300/20, *Bund Naturschutz in Bayern*, punti 60-62.

xxvi Corte giust. UE, 25 giugno 2020, C-24/19, *A e a. (Impianti eolici ad Aalter e Nevele)*, punti 66, 68 e 82-94.

xxvii Corte giust. UE, 8 maggio 2019, C-305/18, *Verdi Ambiente e Società (VAS) – Aps Onlus e Movimento Legge Rifiuti Zero per l'Economia Circolare*, in relazione all'art. 35 del d.l. 12 settembre 2014, n. 133, conv. dalla l. 11 novembre 2014, n. 164, e al d.P.C.M. 10 agosto 2016.

xxviii Corte giust. UE, 4 ottobre 2024, C-727/22, *Friends of the Irish Environment (Project Ireland 2040)*. Nelle conclusioni dell'avvocata generale Kokott la causa è stata l'occasione per affrontare anche la portata dell'esclusione dei piani finanziari o di bilancio e il regime della valutazione delle alternative ragionevoli.

xxix Corte giust. UE, 9 luglio 2026, C-771/24, *Fédération belge du stationnement ASBL e Interparking SA c. Région de Bruxelles-Capitale*, punti 27-36 e 50, con conclusioni dell'avvocata generale Kokott del 18 dicembre 2025.

xxx ECCO think tank, *Il gas tra calo della domanda e infrastrutture in eccesso*, ottobre 2025, di F. Andreolli e G. Cassetti. Lo studio conclude nel senso della necessità di un piano di uscita dal gas, riferito tanto al trasporto quanto alla distribuzione, integrato in una pianificazione coordinata delle reti gas ed elettrica, e richiama a tal fine proprio la direttiva (UE) 2024/1788. https://eccoclimate.org/wp-content/uploads/2025/09/Tariffe-trasporto-gas_final.pdf

xxxi Si vedano la Relazione tecnica allegata alla delibera, e in particolare il § 10.6, lett. c), dell'Allegato A per il raffronto fra gli scenari di domanda al 2040, nonché il commento di M. Cassano, *Arera fa le pulci al piano reti gas di Snam. Il rischio di investire oltre la domanda*, in *QualEnergia*, luglio 2026.

xxxii Cfr. le analisi richiamate in *Snam punta sul gas, con domanda UE in declino strutturale*, in *QualEnergia*, novembre 2025, che riprende elaborazioni di IEA, IEEFA, Ember ed ECCO.

xxxiii La delega consente l'adozione di decreti legislativi integrativi e correttivi ai sensi dell'art. 31, comma 5, della l. 24 dicembre 2012, n. 234.