

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

522/2024/R/GAS

**ORIENTAMENTI PER L'AGGIORNAMENTO DELLE DISPOSIZIONI IN
MATERIA DI PIANO DECENNALE DI SVILUPPO
DELLA RETE DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del
procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia
Reti e Ambiente 30 gennaio 2024, 23/2024/R/COM

Mercato di incidenza: gas naturale

3 dicembre 2024

Premessa

La legge 30 dicembre 2023, n. 214, ha modificato l'articolo 16 del decreto legislativo 93/11 in materia di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e poteri decisionali in materia di investimenti ed ha, in particolare, disposto che sia l'impresa maggiore di trasporto, anche tenendo conto degli interventi degli altri gestori della rete, a trasmettere all'Autorità e al Ministero un piano di sviluppo della rete, in luogo dei singoli piani di ciascun gestore, come previsto in precedenza.

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) ha introdotto proprie disposizioni per la predisposizione dei piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale, a partire dal 2017 per le attività di definizione degli scenari dei piani, e dal 2018 con requisiti specifici per i piani. Queste ultime disposizioni richiedono di essere aggiornate, sia in relazione alla suddetta modifica del quadro normativo primario, sia in relazione a un insieme di altre evoluzioni e raccomandazioni, a livello europeo, riguardo alle attività di pianificazione.

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2024, 23/2024/R/COM.

Il documento presenta gli orientamenti dell'Autorità per l'aggiornamento delle disposizioni sul Piano unico di sviluppo della rete di trasporto del gas, anche al fine di una pianificazione maggiormente integrata e cross-settoriale.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o, in alternativa, all'indirizzo di posta elettronica certificata (protocollo@pec.arera.it) entro il 15 gennaio 2024, nel rispetto della normativa in materia di protezione dei dati personali.

Si rinvia all'Informativa sul trattamento dei dati personali contenuta nel presente documento per l'indicazione delle modalità di trattamento dei dati personali.

Le osservazioni pervenute potranno essere pubblicate sul sito internet dell'Autorità al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per motivate esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o della documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti sono da considerare riservate e non possono essere divulgate, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell'Autorità. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata quale richiesta di pubblicazione in forma anonima o di non divulgazione dei contributi inviati.

In assenza di richieste di salvaguardia di riservatezza o segretezza e/o in caso di mancato invio delle versioni omissate le osservazioni sono pubblicate in forma integrale.

***Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Infrastrutture Energia***

***piazza Cavour, 5 - 20121 – Milano
tel. 02.655.65.800***

pec: protocollo@pec.arera.it

sito internet: www.arera.it

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI

ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

1. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Piazza Cavour 5, 20121, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

Per ogni chiarimento rispetto al trattamento oggetto della presente informativa è possibile contattare il Responsabile della Protezione dei dati (RPD) all'indirizzo e-mail: rp@arera.it, oppure scrivendo agli indirizzi del Titolare, all'attenzione del RPD. Le richieste saranno riscontrate nei termini di cui all'articolo 12 del GDPR.

2. Categorie di dati trattati, base giuridica e finalità del trattamento

Ai fini della partecipazione alla presente consultazione pubblica sono richiesti unicamente nome, cognome e indirizzo e-mail professionale del rispondente per conto del soggetto partecipante alla procedura.

Si invita a non inserire dati personali, o informazioni che comunque consentano di rivelare l'identità del rispondente o di terzi, nel corpo del contributo inviato, ivi inclusa l'eventuale firma olografa del rappresentante legale del rispondente. L'Autorità non risponde dell'eventuale pubblicazione di tali dati, anche nell'ipotesi in cui siano contenuti nella ragione sociale o nella denominazione del partecipante alla consultazione.

Il trattamento di tali dati personali è svolto esclusivamente per lo svolgimento di compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di competenza dell'Autorità ai sensi della normativa vigente. Il trattamento è effettuato ai sensi dell'articolo 6, par. 1, lett. e), del GDPR.

3. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

I dati personali indicati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza, nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato.

4. Tempi di conservazione

I dati personali saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

5. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati personali conferiti ai fini della partecipazione alla consultazione, come individuati al precedente punto 2, non saranno diffusi o comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale non saranno oggetto di pubblicazione.

6. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità agli indirizzi sopra indicati.

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

INDICE

PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI.....	6
1. Inquadramento procedurale e ambito della consultazione.....	6
2. Quadro normativo e regolatorio di riferimento.....	7
Quadro normativo europeo	7
Quadro normativo nazionale	9
Quadro regolatorio.....	9
3. Struttura del documento	10
PARTE II ORIENTAMENTI PER ASPETTI DI PROCESSO FUNZIONALI AL PIANO UNICO DELLA RETE DI TRASPORTO DEL GAS.....	10
4. Responsabilità di pianificazione e coordinamento tra le imprese di trasporto del gas naturale	10
<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	<i>11</i>
5. Tempistiche per la predisposizione e la trasmissione del Piano unico gas	13
<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	<i>14</i>
PARTE III ORIENTAMENTI PER L’AGGIORNAMENTO DEI REQUISITI MINIMI E DELL’ANALISI COSTI-BENEFICI	16
6. Perimetro degli interventi e inclusione delle dismissioni	16
<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	<i>16</i>
7. Inclusione di informazioni sui progetti di trasporto di promotori terzi e sui progetti di stoccaggio e rigassificazione del Gnl	17
<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	<i>18</i>
8. Analisi delle necessità di investimento in logica cross-settoriale.....	20
<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	<i>22</i>
9. Aggiornamenti riguardanti le categorie di beneficio.....	24
<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	<i>25</i>
10. Sintesi tabellare del piano di sviluppo	26
<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	<i>26</i>
11. Rapporto di monitoraggio dell’avanzamento del piano di sviluppo e relativo trasferimento di informazioni tra gestori.....	27
<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	<i>27</i>

PARTE I

ASPETTI INTRODUTTIVI

1. Inquadramento procedurale e ambito della consultazione

- 1.1 La legge 30 dicembre 2023, n. 214 (di seguito: legge 214/2023), ha modificato l'articolo 16 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/11) in materia di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e poteri decisionali in materia di investimenti. Tale legge ha tra l'altro disposto che sia l'impresa maggiore di trasporto, anche tenendo conto degli interventi degli altri gestori della rete, a trasmettere all'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico (ora, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, di seguito: Autorità) e al Ministero dello Sviluppo Economico (ora, Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) un solo piano di sviluppo della rete, in luogo dell'invio dei piani di sviluppo di ciascun gestore, come precedentemente previsto a seguito dell'entrata in vigore del terzo pacchetto energia.
- 1.2 Il presente documento per la consultazione si inquadra nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità 23/2024/R/COM, riguardante l'aggiornamento delle disposizioni in materia di Piano di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale, anche per effetto dell'entrata in vigore della sopra menzionata legge 214/2023. In particolare, nell'attuale contesto che punta al conseguimento della transizione energetica attraverso una pianificazione maggiormente integrata delle infrastrutture, l'Autorità presenta in questa consultazione gli orientamenti per la predisposizione di un Piano unico di sviluppo della rete di trasporto, attraverso proposte di aggiornamento sia delle disposizioni che regolano gli aspetti di processo di redazione del Piano, sia di quelle che disciplinano i requisiti minimi di redazione dello stesso, nonché i criteri per l'analisi costi benefici.
- 1.3 La proposta di aggiornamento delle disposizioni dell'Autorità tiene anche conto delle recenti evoluzioni del quadro comunitario, sia riguardo il c.d. Pacchetto decarbonizzazione¹, sia con riferimento alle recenti politiche energetico-ambientali. In particolare, la Direttiva (UE) 2024/1788 ha introdotto disposizioni per una pianificazione infrastrutturale maggiormente integrata, sia dal punto di vista verticale (ossia tenendo conto degli sviluppi che si realizzano sia sulle reti di distribuzione che sulle reti di trasporto), sia dal punto di vista orizzontale, in particolare tenendo conto dei crescenti legami tra i settori del gas naturale e dell'elettricità, così come dell'idrogeno e, ove applicabile, del teleriscaldamento. Sebbene ad oggi il Pacchetto decarbonizzazione non sia stato ancora recepito nell'ordinamento italiano, si ritiene comunque opportuno considerarne le norme. Una volta che il Pacchetto sarà formalmente recepito, le disposizioni regolatorie

¹ Il pacchetto si compone di due testi legislativi: Direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, relativa a norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno; Regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 sui mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno.

che governano la predisposizione dei Piani di sviluppo potranno essere ulteriormente aggiornate o integrate.

2. Quadro normativo e regolatorio di riferimento

Quadro normativo europeo

- 2.1 Per quanto riguarda la pianificazione delle reti a livello europeo, ai sensi del Regolamento (UE) 2024/1789 e del Regolamento (UE) 2022/869 (di seguito: Regolamento TEN-E)², ENTSOG (la Rete europea di gestori del sistema di trasporto gas) predispone con cadenza biennale un piano non vincolante di sviluppo decennale delle reti (*Ten-Year Network Development Plan* - TYNDP), che tiene conto dei piani di sviluppo nazionali e regionali e che include un'analisi costi benefici degli interventi (di seguito anche ACB).
- 2.2 Il Regolamento TEN-E ha allineato la pianificazione delle infrastrutture energetiche agli attuali obiettivi di decarbonizzazione, aggiornato le disposizioni in materia di ACB per il settore dell'elettricità e per quello dell'idrogeno (articolo 11), e introdotto disposizioni in materia di scenari congiunti per i piani di sviluppo (articolo 12) e di individuazione dei cosiddetti *gap* infrastrutturali, ossia le necessità di investimenti, per ciascun settore (articolo 13).
- 2.3 Rispetto alla pianificazione a livello nazionale, la Direttiva (UE) 2024/1788, al Capo VIII, prevede disposizioni per una "pianificazione integrata della rete". In particolare, l'articolo 55 disciplina il processo di sviluppo della rete per il gas naturale e l'idrogeno e definisce i poteri decisionali in materia di investimenti. Ai sensi di tale articolo, è richiesto agli Stati membri di prevedere un unico piano di sviluppo della rete gas per ciascun Stato membro e un unico piano di sviluppo della rete idrogeno per Stato membro, o alternativamente un unico piano congiunto per le reti gas e idrogeno. Gli Stati membri che decidano di adottare quest'ultima soluzione devono assicurare trasparenza delle informazioni in modo da consentire all'autorità di regolazione di indentificare chiaramente le esigenze e necessità infrastrutturali specifiche di ciascun settore, anche tramite modellizzazioni separate per ciascun vettore energetico e la redazione di capitoli di piano distinti recanti la mappatura della rete gas e di quella dell'idrogeno. Inoltre, gli Stati membri si devono adoperare per garantire il coordinamento delle fasi di pianificazione dei piani decennali di sviluppo delle reti per il gas naturale, l'idrogeno e l'energia elettrica.
- 2.4 Inoltre, i gestori di infrastrutture, inclusi i gestori di terminali di Gnl, i gestori di sistemi di stoccaggio del gas naturale, i gestori di sistemi di distribuzione, i gestori delle reti di distribuzione dell'idrogeno, i gestori di terminali dell'idrogeno, i gestori di impianti di stoccaggio dell'idrogeno, i gestori delle infrastrutture di teleriscaldamento e i gestori che operano nel settore dell'energia elettrica, sono tenuti a fornire tutte le informazioni pertinenti ai gestori dei sistemi di trasporto.

² Regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 maggio 2022 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee.

- 2.5 Tra i requisiti stabiliti dalla Direttiva (UE) 2024/1788 che i piani di sviluppo del gas naturale devono rispettare (articolo 55, comma 2), si segnalano in particolare i seguenti che rappresentano un elemento di novità rispetto a quelli precedentemente in vigore³:
- a) l'inclusione delle infrastrutture da sviluppare per consentire l'inversione dei flussi alla rete di trasporto (lettera a)), ossia il *reverse flow* dalla rete di distribuzione alla rete di trasporto;
 - b) l'individuazione di nuovi investimenti e soluzioni sul lato della domanda, per cui non sono necessari nuovi investimenti infrastrutturali (lettera b)); tale aspetto è ripreso al comma 3, laddove si richiede al gestore del sistema di trasporto di tenere pienamente conto delle potenziali alternative all'espansione del sistema, ad esempio la gestione della domanda, oltre che delle aspettative in termini di consumo in seguito all'applicazione del principio: «l'efficienza energetica al primo posto», conformemente all'articolo 27 della Direttiva (UE) 2023/1791⁴;
 - c) l'inclusione di informazioni complete e dettagliate sull'infrastruttura che può o deve essere dismessa (lettera c)); in tema di infrastrutture per cui si prevede il *decommissioning*, i Piani devono anche tenere conto dei piani di dismissione della rete di distribuzione del gas naturale di cui all'articolo 57, ossia i piani che i gestori dei sistemi di distribuzione sono tenuti ad elaborare laddove si preveda una riduzione della domanda di gas naturale tale da richiedere la dismissione delle reti o di parti di esse;
 - d) inoltre, i piani di sviluppo devono essere in linea con il piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC) e i relativi aggiornamenti, tenere conto dello stato dei lavori relativi alle relazioni nazionali integrate sull'energia e il clima presentate nel quadro del Regolamento (UE) 2018/1999, essere coerenti con gli obiettivi stabiliti dalla Direttiva (UE) 2018/2001 e sostenere l'obiettivo della neutralità climatica sancito all'articolo 2, paragrafo 1, e all'articolo 4, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 2021/1119⁵ (lettera h)).
- 2.6 Ai sensi della citata Direttiva (UE) 2024/1788, l'autorità di regolazione nazionale ha il compito di consultare tutti gli utenti di sistema effettivi o potenziali sul piano decennale di sviluppo della rete, secondo modalità aperte e trasparenti, e rendere pubblici i risultati della procedura consultiva (articolo 55, comma 4).
- 2.7 Inoltre, particolarmente rilevante è il compito attribuito all'autorità di regolazione nazionale di valutare se il piano decennale di sviluppo della rete sia conforme alle disposizioni di cui alla medesima Direttiva 2024/1788 (articolo 55, comma 5), in particolare se contempli i fabbisogni individuati nel corso della procedura

³ Tenendo presente che nella Direttiva 2009/73/EC le disposizioni dell'articolo 22 sui piani di sviluppo riguardavano la circostanza di "*independent transmission operator*".

⁴ Direttiva (UE) 2023/1791 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023 sull'efficienza energetica e che modifica il regolamento (UE) 2023/955 (rifusione).

⁵ Regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 30 giugno 2021 che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il Regolamento (CE) 401/2009 e il Regolamento (UE) 2018/1999 («Normativa europea sul clima»).

consultiva, e se sia coerente con gli scenari e i piani elaborati a livello europeo. L'autorità di regolazione può inoltre chiedere al gestore di modificare il piano decennale di sviluppo della rete.

Quadro normativo nazionale

- 2.8 In ambito nazionale, il quadro normativo in materia di pianificazione delle infrastrutture energetiche è principalmente definito dal decreto legislativo 93/11 (articolo 16), che per il settore del gas naturale prevede, a valle delle modifiche indotte dalla legge 214/2023, che sia l'impresa maggiore di trasporto, anche tenendo conto degli interventi degli altri gestori della rete, a trasmettere all'Autorità e al Ministero il piano decennale di sviluppo della rete.
- 2.9 Inoltre, l'obbligo di trasmissione di un solo piano di sviluppo della rete di trasporto del gas (di seguito, anche: Piano unico) ha ora cadenza biennale, invece di quella annuale prevista dalle precedenti disposizioni.

Quadro regolatorio

- 2.10 Dal punto di vista regolatorio, nel corso del tempo, l'Autorità ha promosso un percorso di coerenza tra la pianificazione delle infrastrutture (svolta dagli operatori di rete e valutata dall'Autorità) e le attività di regolazione, che mirano a concentrare le attività dei gestori di rete sugli interventi più utili per il sistema energetico.
- 2.11 Dal 2017 l'Autorità ha inoltre introdotto, in linea con quanto avviene nel contesto europeo, disposizioni specifiche per uno sviluppo coordinato degli scenari, affidando al gestore del sistema di trasmissione elettrica (Terna S.p.A., di seguito: Terna) e all'impresa maggiore di trasporto del gas (Snam Rete Gas S.p.A., di seguito: Snam) il compito di predisporre scenari coordinati per i piani di sviluppo delle reti di trasmissione di energia elettrica e di trasporto del gas. Tali disposizioni in materia di scenari sono state recentemente aggiornate con la deliberazione 392/2024/R/COM.
- 2.12 In relazione agli aspetti procedurali e contenutistici del Piano di sviluppo della rete di trasporto, con la deliberazione 468/2018/R/GAS, l'Autorità ha introdotto requisiti minimi per la consultazione e la redazione dei Piani, e per le relative analisi costi benefici. La deliberazione prevede anche specifici criteri applicativi per l'analisi costi benefici che sono predisposti e aggiornati dall'impresa maggiore di trasporto, con approvazione da parte dell'Autorità.
- 2.13 Per quanto riguarda il riconoscimento dei costi degli interventi, la Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione 2024-2027 (Allegato A della deliberazione 139/2023/R/GAS, in particolare all'articolo 5) prevede che il riconoscimento avvenga a condizione che gli investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità, e che gli investimenti debbano altresì essere inclusi nei Piani (quindi, in futuro, nel Piano unico).

3. Struttura del documento

- 3.1 Oltre alla presente parte introduttiva, il documento presenta:
- a) orientamenti riguardo il processo di predisposizione del Piano unico, in particolare riguardo le responsabilità dei soggetti coinvolti, il loro coordinamento, e le tempistiche (Parte II);
 - b) altri orientamenti riguardo l'aggiornamento dei requisiti minimi per la predisposizione del piano unico e per l'analisi costi benefici (Parte III).

PARTE II

ORIENTAMENTI PER ASPETTI DI PROCESSO FUNZIONALI AL PIANO UNICO DELLA RETE DI TRASPORTO DEL GAS

4. Responsabilità di pianificazione e coordinamento tra le imprese di trasporto del gas naturale

- 4.1 La deliberazione 468/2018/R/GAS (articolo 5 della deliberazione stessa e articolo 4 dell'Allegato A) assegna all'impresa maggiore di trasporto il compito di predisporre un documento di coordinamento contenente tutti gli interventi contenuti nei Piani dei gestori del sistema di trasporto. Il documento è finalizzato a favorire interventi coordinati di sviluppo delle reti evitando duplicazioni di progetti e garantendone al contempo la fattibilità. Il documento indica inoltre eventuali sovrapposizioni tra gli interventi dei diversi gestori del sistema di trasporto.
- 4.2 Oltre al documento di coordinamento, è demandata a Snam la predisposizione dei criteri applicativi dell'analisi costi benefici.
- 4.3 Altre fasi della pianificazione sono disciplinate in modo integrato tra settore elettrico e gas: l'attività di predisposizione degli scenari di sviluppo cui i singoli interventi si devono conformare è demandata congiuntamente a Snam e Terna.
- 4.4 L'assetto applicabile fino alla fine del 2023 prevedeva inoltre che i singoli gestori delle reti di trasporto fossero responsabili per le altre fasi di pianificazione, dall'identificazione delle criticità presenti e previste della rete, all'identificazione degli interventi necessari anche in relazione alle suddette criticità, alla valutazione di tali interventi in particolare mediante predisposizione delle analisi costi benefici e al monitoraggio della realizzazione degli interventi stessi.
- 4.5 L'obbligo di predisporre un Piano unico gas introdotto dalla legge 214/2023 rende necessaria una valutazione sul ruolo dei singoli gestori delle reti di trasporto e dell'impresa maggiore di trasporto nel coordinamento con le altre imprese, in particolare per quanto riguarda le attività propedeutiche all'invio del Piano unico all'Autorità.
- 4.6 Le modifiche introdotte al decreto legislativo 93/11 prevedono, al comma 2 e 4 dell'articolo 16 (che tratta le disposizioni per la pianificazione decennale dello

sviluppo della rete e poteri decisionali in materia di investimenti), che l'impresa maggiore di trasporto elabori e trasmetta il Piano e che l'impresa maggiore tenga "conto degli interventi degli altri gestori della rete" ai fini della predisposizione del Piano unico (cfr. comma 2).

- 4.7 A tale riguardo, è utile osservare che l'articolo 11 del decreto legislativo 93/11 prevede tra i compiti del gestore⁶ la gestione, la manutenzione e lo sviluppo di un sistema di trasporto del gas naturale sicuro, efficiente ed economico, nonché la programmazione degli investimenti per assicurare la capacità a lungo termine del sistema del gas naturale di soddisfare la domanda prevedibile e di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. Ciò chiarisce come la realizzazione degli interventi di sviluppo compete a tutti i gestori di rete, purché gli interventi che il gestore sviluppa vengano ricompresi (e valutati positivamente dall'Autorità) nell'ambito del Piano unico.
- 4.8 Al fine di implementare il requisito di predisposizione di un Piano unico gas, vi sono - almeno in linea di principio - diverse strade percorribili, che possono essere sinteticamente ricomprese tra le seguenti soluzioni limite:
- a) Pianificazione unica integrata: la pianificazione è effettuata esclusivamente dall'impresa maggiore di trasporto, che a tale fine si coordina con gli altri gestori della rete (ad esempio, raccogliendo i dati tecnici necessari); l'impresa maggiore di trasporto diverrebbe responsabile anche dell'identificazione dei fabbisogni infrastrutturali (sull'intero perimetro della rete), dell'individuazione degli interventi necessari, e della loro valutazione in termini di costi e di benefici per il sistema; i singoli gestori rimarrebbero responsabili per la realizzazione materiale dei propri interventi e per il relativo monitoraggio.
 - b) Pianificazione separata: il piano di sviluppo è preparato dall'impresa maggiore come giustapposizione degli interventi pianificati dai singoli gestori, in linea con quanto fatto da ENTSOG ai fini del TYNDP europeo; rispetto alla situazione attuale, vi sarebbero modifiche più che altro dal punto di vista redazionale, dove tutti gli interventi di sviluppo sarebbero richiamati, con il medesimo grado di dettaglio, in un unico documento (in luogo dell'attuale predisposizione di documenti separati da parte dei gestori).

Orientamenti dell'Autorità

- 4.9 Rispetto alle soluzioni limite individuate sul ruolo delle imprese di trasporto e sul grado di integrazione nella pianificazione, l'Autorità è orientata a percorrere la seguente soluzione. All'impresa maggiore di trasporto sarebbe attribuito non solo il compito di valutare il coordinamento di tutti gli interventi, ma anche il compito di valutare la coerenza delle proposte di sviluppo promosse dalle altre imprese di trasporto con l'assetto potenziale della rete, verificando anche le stime di costo trasmesse dalle altre imprese di trasporto e infine sviluppare e aggiornare le analisi

⁶ Gestore del sistema di trasporto: qualsiasi persona fisica o giuridica che svolge l'attività di trasporto ed è responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo del sistema di trasporto in una data zona ed, eventualmente, delle relative interconnessioni con altri sistemi, nonché di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di trasporto di gas naturale.

dei costi e dei benefici. I compiti di individuazione (e, nelle fasi successive di evoluzione di un progetto già pianificato, di aggiornamento) dei dettagli progettuali degli specifici interventi di sviluppo, nonché di effettiva realizzazione degli interventi e relativo monitoraggio, rimarrebbero invece prerogative dei singoli gestori. L'orientamento è dettagliato nella seguente tabella.

Attività nell'ambito della pianificazione	Soggetto responsabile
Definizione degli scenari di sviluppo e predisposizione del relativo documento	Impresa maggiore di trasporto (congiuntamente con Terna)
Identificazione dei fabbisogni infrastrutturali	Impresa maggiore di trasporto
Prima definizione delle linee di sviluppo dell'intervento ⁷ (per nuovi interventi)	Impresa maggiore di trasporto
Identificazione del nuovo intervento di sviluppo, inclusa la programmazione temporale dell'intervento	Gestore di rete
Aggiornamento, con eventuali modifiche, di intervento di sviluppo già pianificato e eventuale ri-programmazione temporale	Gestore di rete
Valutare la coerenza delle proposte di sviluppo con l'assetto potenziale della rete	Impresa maggiore di trasporto
Esecuzione di analisi dei costi e dei benefici	Impresa maggiore di trasporto
Monitoraggio della realizzazione dell'intervento	Gestore di rete
Redazione del Piano unico di sviluppo	Impresa maggiore di trasporto

- 4.10 Tale orientamento si giustifica con l'opportunità di armonizzare ulteriormente alcune fasi dell'attuale processo di pianificazione, facilitare operativamente l'attuazione delle nuove disposizioni e ridurre le relative attività e oneri in capo ad alcune imprese.
- 4.11 L'Autorità ritiene inoltre necessario prevedere che il Piano sia un documento onnicomprensivo dei progetti di sviluppo della rete di trasporto, nonché dei progetti ad essi correlati (per i quali si rimanda al successivo capitolo dedicato). Questo anche in ragione delle modifiche normative introdotte dalla legge 214/2023 che hanno previsto che sia *“l'impresa maggiore di trasporto, anche*

⁷ Per “linee di sviluppo degli interventi” (termine tratto dall'articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 93/11) si intendono prime indicazioni di massima su un futuro intervento, che deve essere ancora definito più puntualmente in termini ad esempio di dimensionamento, localizzazione indicativa, presunta accettabilità socio-ambientale (in considerazione di aree con vincoli ambientali o di pregio sociale), stima di costo. In ambito europeo, per tali progetti in fase embrionale, si usa anche il termine di *“conceptual projects”*.

tenendo conto degli interventi degli altri gestori della rete” il soggetto responsabile della trasmissione del Piano.

- 4.12 A tal riguardo, tutti gli interventi di sviluppo della rete di trasporto dovrebbero, pertanto, essere inclusi in un singolo documento, e le relative informazioni riportate con il medesimo grado di dettaglio (fatte salve le differenziazioni espressamente previste, come ad esempio tra interventi oggetto di analisi costi benefici e interventi che non lo sono). La responsabilità della stesura di tale documento è in capo all’impresa maggiore di trasporto, che richiede e riceve informazioni dagli altri gestori.
- 4.13 L’attuale documento di coordinamento degli sviluppi dei vari gestori (illustrato al precedente punto 4.1) non sarebbe più reso disponibile in forma separata rispetto al Piano, ma ne diventerebbe una parte integrante finalizzata a dare evidenza del processo di coordinamento tra gestori propedeutico all’elaborazione del Piano, degli input trasmessi all’impresa maggiore di trasporto e delle azioni da essa adottate.
- 4.14 Nel caso di pianificazione unica integrata, non risulterebbe quindi più necessaria la redazione del documento di coordinamento dei Piani oggi previsto dai requisiti minimi⁸.
- 4.15 L’Autorità è intenzionata a valutare se vi sia necessità di specifiche soluzioni transitorie per la predisposizione dell’edizione 2025 del Piano unico, in quanto prima edizione in cui si applicano le nuove disposizioni, ad esempio prevedendo una fase di discussione dedicata dello schema di Piano unico con gli altri gestori di rete (precedente e propedeutica alla trasmissione del Piano unico all’Autorità e al Ministero).

S 1.Osservazioni in merito alla responsabilità delle varie fasi di pianificazione dettagliate nel presente capitolo e al coordinamento tra le imprese di trasporto del gas naturale.

S 2.Osservazioni in merito all’opportunità di prevedere specifiche soluzioni transitorie per la prima edizione del Piano unico gas nel 2025.

5. Tempistiche per la predisposizione e la trasmissione del Piano unico gas

- 5.1 Allo scopo di favorire un processo di allineamento nello sviluppo delle infrastrutture di trasporto del gas e di trasmissione dell’energia elettrica e la possibilità di valutare le possibili interdipendenze nei casi di alcuni specifici sviluppi infrastrutturali, l’Autorità aveva previsto il 31 gennaio di ogni anno quale scadenza per i piani di trasporto del gas naturale (comma 4.1 della deliberazione 468/2018/R/GAS), in coerenza con la tempistica (fino al 2020, pure con frequenza

⁸ In particolare, verrebbero eliminati l’articolo 4 della deliberazione 468/2018/R/GAS e i commi 2 e 3 dell’articolo 5 dell’Allegato A alla deliberazione medesima.

annuale) fissata legislativamente per i piani di sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica. Per l'ultima edizione dei Piani di sviluppo (delle singole imprese di trasporto), l'Autorità aveva previsto la scadenza del 31 dicembre 2023. I Piani sono stati sottoposti a consultazione a partire dal 24 giugno 2024.

- 5.2 La scadenza attualmente prevista nell'ambito dei Requisiti minimi⁹, riferita a una frequenza annuale, risulta incoerente con le disposizioni legislative (legge 214/2003) che hanno reso biennale l'obbligo da parte dell'impresa maggiore di trasporto di trasmettere il Piano unico gas e, quindi, può essere considerata non applicabile.

Orientamenti dell'Autorità

- 5.3 Nella definizione di un termine biennale per l'invio del Piano unico gas, l'Autorità è orientata a mantenere, a partire dal 2027, una logica di sostanziale allineamento con il settore della trasmissione elettrica e, in termini prospettici, alla luce delle opzioni per i piani previste dall'articolo 55 della Direttiva (EU) 2024/1788, con il settore dell'idrogeno.
- 5.4 È inoltre da tenere presente che i Piani di sviluppo devono essere coerenti con il documento ad essi propedeutico recante la descrizione degli scenari, elaborato in modo congiunto dal gestore del sistema di trasmissione dell'energia elettrica e dall'impresa maggiore di trasporto, che ai sensi della deliberazione 392/2024/R/COM è predisposto nel terzo trimestre degli anni pari (31 luglio o 30 settembre, in funzione della tempestività o meno della messa a disposizione degli scenari da parte di ENTSO-E ed ENTSOG). Per quanto praticabile, i Piani devono essere elaborati a breve distanza temporale dalla finalizzazione di tale documento, al fine di ridurre il rischio di fare riferimento a ipotesi di scenario la cui significatività potrebbe ridursi con il passare del tempo.
- 5.5 Pertanto, l'Autorità è orientata a fissare la scadenza del 28 febbraio degli anni dispari, a partire dal 2027, quale data entro la quale l'impresa maggiore di trasporto debba trasmettere il Piano unico gas all'Autorità e al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica.
- 5.6 L'orientamento a fissare la scadenza a fine febbraio è anche legato all'opportunità che il Piano presenti l'avanzamento degli interventi¹⁰ riferito al 31 dicembre dell'anno precedente e che ci siano congrue finestre temporali per la trasmissione delle relative informazioni dai gestori delle reti di trasporto all'impresa maggiore di trasporto e la successiva finalizzazione del Piano.
- 5.7 Anche in considerazione delle modifiche proposte al ruolo dell'impresa maggiore di trasporto in un'ottica di maggiore integrazione, si ritiene che le interazioni tra gestori delle reti di trasporto possano avvenire principalmente nel corso del terzo-quarto trimestre degli anni pari e che i gestori diversi dall'impresa maggiore possano trasmettere a quest'ultima tutte le informazioni rilevanti per la finalizzazione del Piano unico (inclusa la sua sintesi tabellare, trattata nel seguito del presente documento) entro il 31 gennaio di ciascun anno dispari.

⁹ Allegato A alla deliberazione 468/2018/R/GAS.

¹⁰ Articolo 7 dell'Allegato A alla deliberazione 468/2018/R/GAS, in particolare commi da 4 a 6.

- 5.8 Per quanto riguarda l'edizione del Piano unico 2025, tenendo anche presente l'esperienza del piano di sviluppo della rete di trasmissione elettrica nel 2021 (anno in cui ha avuto luogo la "biennializzazione")¹¹, l'Autorità è orientata a fissare la scadenza al 31 luglio 2025, al fine di identificare un punto intermedio tra dicembre 2023 e febbraio 2027, così da poter attuare un processo il più possibile ordinato di passaggio alla nuova periodicità biennale e alle nuove attività e processi di coordinamento ed elaborazione del Piano unico.
- 5.9 Infine, per quanto proposto nel precedente capitolo, potrebbe venir meno la necessità di predisporre il documento di criteri applicativi dell'analisi costi benefici due mesi prima della predisposizione del piano. Tale documento verrebbe più semplicemente reso disponibile insieme al Piano unico.

S 3. Osservazioni in merito alle scadenze per la trasmissione del Piano unico gas all'Autorità da parte dell'impresa maggiore di trasporto a partire dal 2027 e alla precedente scadenza per la trasmissione di informazioni dai gestori della rete all'impresa maggiore di trasporto.

S 4. Osservazioni in merito alla scadenza indicata per l'edizione 2025 del Piano unico gas.

S 5. Osservazioni sulla nuova scadenza per il documento di criteri applicativi dell'analisi costi benefici.

¹¹ Il piano di sviluppo Terna 2021 è stato predisposto a fine maggio, quindi grossomodo a metà tra la precedente edizione di gennaio 2020 e la successiva edizione di gennaio 2023.

PARTE III

ORIENTAMENTI PER L'AGGIORNAMENTO DEI REQUISITI MINIMI E DELL'ANALISI COSTI BENEFICI

6. Perimetro degli interventi e inclusione delle dismissioni

- 6.1 Con la deliberazione 468/2018/R/GAS, l'Autorità ha previsto che il piano di sviluppo contenga le principali infrastrutture di trasporto da costruire, potenziare o rinnovare, e le principali infrastrutture di trasporto oggetto di interventi di manutenzione e messa in sicurezza (articolo 2 dell'Allegato A).
- 6.2 Con la deliberazione 122/2023/R/GAS, l'Autorità ha previsto che con riferimento agli interventi di sostituzione, parziali o totali, di tratti di metanodotto, le scelte di sostituzione siano giustificate dagli esiti dell'applicazione di una metodologia sullo stato di salute delle infrastrutture (cd. metodologia *Asset health*) sviluppata dall'impresa maggiore di trasporto sulla base di requisiti e indicazioni disposte dalla stessa Autorità¹².
- 6.3 La Direttiva (UE) 2024/1788 prescrive che il piano di sviluppo della rete gas debba includere informazioni esaustive e dettagliate sulle infrastrutture che possono o che saranno smantellate, incluse le relative tempistiche previste. La premessa (129) della Direttiva esplicita che i piani di sviluppo della rete sono un elemento importante per individuare le infrastrutture che possono essere dismesse ed eventualmente riconvertite (c.d. *repurposing*) ad altri usi, ad esempio il trasporto di idrogeno o anidride carbonica, anche ai fini di *carbon capture and storage*.
- 6.4 Al momento, la deliberazione 468/2018/R/GAS non prevede che il Piano di sviluppo includa interventi di dismissione, intesa sia come rimozione di parti dell'infrastruttura, sia come cessione di reti di trasporto del gas naturale funzionale alla riconversione in reti di trasporto dell'idrogeno.
- 6.5 Nel settore della trasmissione elettrica, l'articolo 3, comma 2, lettera f), dell'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL prevede che il piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale (RTN) includa le proposte di dismissione di porzioni di RTN.

Orientamenti dell'Autorità

- 6.6 L'Autorità è orientata a prevedere che il Piano unico gas includa anche le informazioni relative alle infrastrutture di rete che saranno dismesse, incluse le relative tempistiche previste, l'informazione se la finalità sia di rimozione e smantellamento, o di *repurposing*, nonché le indicazioni sui costi associati alla dismissione, ricavi derivanti dalla cessione di *asset*, e in termini generali gli impatti tariffari. Inoltre, dovrebbero essere approfonditi gli eventuali effetti di tali dismissioni sul sistema del gas naturale, in termini ad esempio di una riduzione

¹² La deliberazione 195/2022/R/GAS ha indicato disposizioni per la definizione di una metodologia di valutazione dello stato di salute delle infrastrutture del servizio di trasporto del gas naturale.

della sicurezza delle forniture, anche solo in condizioni di *supply disruption* o *route disruption*, o di potenziali criticità nel futuro esercizio della rete di trasporto. La dismissione è in ogni caso considerata ai fini della determinazione del capitale investito riconosciuto ai fini regolatori.

- 6.7 Le informazioni di cui al punto precedente sarebbero richieste per tutte le attività di dismissione. Per l'effettuazione di specifiche analisi costi benefici (quindi, di fatto, della valutazione dei benefici positivi o negativi) delle dismissioni verrebbero applicate le stesse soglie di costo di investimento previste per l'esecuzione delle analisi costi benefici degli interventi di sviluppo¹³.
- 6.8 L'Autorità è inoltre orientata a prevedere che i costi fisici di smantellamento di porzioni di rete, nei casi in cui l'attività non risponde a principi generali di efficienza del sistema, non siano ammissibili (né ai fini di riconoscimento costi, né nella valutazione dei piani di investimento). Tale circostanza avrebbe luogo in particolare qualora siano in corso o siano stati realizzati negli ultimi dieci anni precedenti il piano interventi per nuove capacità di trasporto di gas sullo stesso percorso o su un percorso parallelo.

S 6. Osservazioni in merito all'inclusione degli interventi di dismissione nel Piano unico gas.

7. Inclusione di informazioni sui progetti di trasporto di promotori terzi e sui progetti di stoccaggio e rigassificazione del Gnl

- 7.1 Ai sensi delle disposizioni sui Requisiti minimi di completezza e trasparenza del Piano (Titolo 2 dell'Allegato A alla deliberazione 468/2018/R/GAS), ai fini della valutazione di competenza dell'Autorità, il Piano deve contenere almeno l'elenco delle richieste di interconnessione alla rete di trasporto nazionale da promotori terzi di progetti di trasporto e relativi impatti sulle criticità del sistema gas presenti e previste. Attualmente, non sono previste disposizioni specifiche per la valutazione dei riflessi sullo sviluppo della rete determinati da richieste di connessione di impianti di stoccaggio e rigassificazione del Gnl. Tali impianti sono considerati solo nella misura in cui possono influenzare gli scenari di offerta di gas naturale, o richiedere la realizzazione di specifiche infrastrutture per il loro allacciamento alla rete.
- 7.2 Con riferimento agli sviluppi infrastrutturali delle reti di distribuzione, i Requisiti minimi (Titolo 2 dell'Allegato A alla deliberazione 468/2018/R/GAS) prevedono che per ciascun intervento sulla rete di trasporto devono essere evidenziati eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza rispetto ad altri interventi di sviluppo di reti anche di distribuzione. Per quanto riguarda i

¹³ L'articolo 9, comma 1, dell'Allegato A alla deliberazione 468/2018/R/gas prevede che l'ACB sia applicata a ciascun intervento di sviluppo, sostituzione o mantenimento della rete di trasporto incluso nel Piano che prevede un investimento pari almeno a 25 milioni di euro per la Rete Nazionale di Gasdotti e 5 milioni di euro per la Rete Regionale di Gasdotti, fatta salva l'analisi dei costi che si applica a tutti gli interventi.

Requisiti minimi per l'analisi costi benefici (Titolo 3 del medesimo Allegato A), nei casi di interventi di sviluppo di rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione che presuppongono lo sviluppo di reti di distribuzione, i gestori promotori di un'iniziativa di sviluppo della rete di trasporto assicurano il coordinamento degli sviluppi di rete con quelli delle reti di distribuzione.

- 7.3 La Direttiva (EU) 2024/1788 prevede che i gestori di infrastrutture di diversi settori energetici, inclusi i gestori di terminali di Gnl e i gestori di sistemi di stoccaggio del gas naturale forniscano tutte le informazioni pertinenti ai gestori dei sistemi di trasporto (articolo 55, paragrafo 1). A tale riguardo, la premessa (125) della Direttiva indica che *“per una pianificazione ottimizzata di tutti i vettori di energia e per riconciliare i diversi approcci di pianificazione della rete a livello nazionale e dell’Unione, dovrebbero essere introdotti requisiti supplementari di coerenza della pianificazione. Al fine di garantire un’introduzione dell’infrastruttura efficiente in termini di costi ed evitare attivi non recuperabili, la pianificazione di rete dovrebbe anche prendere in considerazione la più stretta correlazione tra gas naturale, energia elettrica, idrogeno e, se applicabile, teleriscaldamento”*.
- 7.4 Per il settore della trasmissione elettrica, le disposizioni dell’Autorità¹⁴ prevedono che il gestore del sistema di trasmissione:
- a) includa gli interventi sviluppati da promotori terzi (di progetti di trasmissione), fornendo una sintesi delle informazioni pubblicate nel TYNDP di ENTSO-E precedente la pubblicazione del Piano decennale;
 - b) definisca le modalità e le tempistiche con cui i promotori terzi possono comunicare le informazioni relative ai propri interventi.
- 7.5 Il processo di raccolta delle informazioni dei progetti di trasmissione elettrica di promotori terzi è implementato con avvisi periodici ogni due anni, prima della finalizzazione del piano di sviluppo. Le informazioni raccolte (nel formato di schede intervento) vengono rese pubblicamente disponibili nell’ambito della consultazione dell’Autorità.

Orientamenti dell’Autorità

- 7.6 L’Autorità ritiene necessario che il Piano unico contenga informazioni più dettagliate possibile sia in merito ai progetti di trasporto di promotori terzi (ossia diversi di gestori di reti nazionali o regionali di gasdotti) al di fuori del perimetro della rete nazionale di gasdotti, anche in fase di studio/valutazione, nonché progetti di sviluppo di infrastrutture di stoccaggio e rigassificazione che siano in fase di studio, valutazione, pianificazione, autorizzazione o realizzazione.
- 7.7 Tali informazioni dovrebbero includere quantomeno i principali dati economico-tecnici del progetto, inclusa la stima dei costi, le tempistiche di avvio del processo di autorizzazione, avvio della realizzazione, e completamento realizzazione previste, nonché, opzionalmente, l’analisi dei benefici dell’infrastruttura.

¹⁴ Articolo 6 dell’Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL.

- 7.8 Le informazioni dovrebbero essere fornite dai soggetti promotori dei singoli progetti, in un formato standardizzato nella forma di sintetiche schede progetto¹⁵. L'invio di informazioni da parte dei promotori terzi e dei gestori (anche potenziali) di infrastrutture di stoccaggio e di rigassificazione sarebbe un atto dovuto, in coerenza con la disposizione dell'articolo 55, comma 1, della Direttiva (UE) 2024/1788.
- 7.9 Sarebbe in capo all'impresa maggiore di trasporto la predisposizione e la pubblicazione del *template* di tali schede progetto e la successiva raccolta. Si chiarisce che la raccolta qui descritta è funzionale ai piani e, come tale, differente dal processo di raccolta informazioni ai fini degli scenari di sviluppo di cui al punto 6, lettera a), della deliberazione 392/2024/R/COM.
- 7.10 In particolare, per la prima edizione 2025 del Piano unico, ai fini di aumentare la conoscenza di questo nuovo processo funzionale alla preparazione del piano, si propone l'obbligo di invio diretto del *template* e delle informazioni a supporto da parte dell'impresa maggiore di trasporto ai promotori terzi e gestori anche potenziali di infrastrutture di stoccaggio e rigassificazione:
- a) che partecipano alle fasi di predisposizione degli scenari congiunti Terna-Snam e consultazione del Piano,
 - b) che abbiano presentato domanda di allacciamento alla rete di trasporto,
 - c) che siano stati oggetto di atti formali da parte di enti pubblici quali il rilascio di autorizzazioni alla costruzione e all'esercizio di infrastrutture del sistema gas o di concessioni,
 - d) che abbiano presentato istanza per il conferimento di nuove concessioni di stoccaggio,
 - e) che abbiano presentato richiesta di esenzione dal regime di accesso di terze parti per lo sviluppo di infrastrutture del sistema gas.
- 7.11 Inoltre, dovrebbero essere comunque inclusi tutti quei progetti di trasporto, stoccaggio e rigassificazione afferenti all'Italia inviati a ENTSOG ai fini della predisposizione del TYNDP europeo e, a partire dall'edizione 2027 del Piano unico, i progetti trasmessi per la precedente edizione del Piano unico. Per tali progetti, sarebbe compito dell'impresa maggiore di trasporto l'invio diretto ai promotori.
- 7.12 L'Autorità ritiene opportuno che le schede progetto delle iniziative di promotori terzi, di gestori (anche potenziali) di infrastrutture di stoccaggio e di rigassificazione siano di accompagnamento al Piano unico, nell'ambito di uno specifico Allegato. In tale Allegato sarà anche effettuato il monitoraggio dell'avanzamento dei progetti di allacciamento/interconnessione alla rete di

¹⁵ Come riferimento sulla citata analoga raccolta di informazioni per la trasmissione elettrica, il processo avviato da Terna a novembre 2024 e il relativo modulo - da compilare da parte dei promotori terzi - sono disponibili al link: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/programmazione-territoriale-efficiente/piano-sviluppo-rete/preparazione-pds-consultazioni>

trasporto a fronte delle richieste di utenti e/o gestori¹⁶. I progetti ricadenti in questo specifico Allegato non sarebbero oggetto di specifica valutazione dell’Autorità.

- 7.13 L’attività qui prospettata contribuirebbe a fornire maggiore trasparenza sia rispetto all’evoluzione prospettica del sistema gas nel suo complesso, sia rispetto all’esigenza di specifici interventi infrastrutturali sulla rete di trasporto.
- 7.14 A questo proposito, l’Autorità ritiene inoltre opportuno che l’impresa maggiore di trasporto individui nel Piano unico in maniera trasparente le eventuali infrastrutture che si rendono necessarie a seguito della realizzazione di tali progetti terzi. L’impresa maggiore di trasporto dovrebbe individuare chiaramente sia le infrastrutture la cui realizzazione è condizione necessaria per lo sviluppo di specifiche iniziative di terzi (es. allacciamenti, o messa a disposizione di capacità di trasporto in punti specifici del sistema), sia le eventuali infrastrutture che, pur portando benefici più generali al sistema, quali ad esempio la riduzione delle congestioni attese, sono comunque realizzate in conseguenza di tali iniziative. Per tale individuazione, le valutazioni dei benefici (e in generale degli impatti sul sistema del gas naturale) dovrebbero essere presentate mediante varianti “con” e “senza” il progetto terzo (o più progetti terzi).

S 7.Osservazioni in merito alla raccolta di informazioni sui progetti di trasporto di promotori terzi e sui progetti di stoccaggio e rigassificazione del Gnl e al relativo allegato di accompagnamento al Piano unico.

8. Analisi delle necessità di investimento in logica cross-settoriale

- 8.1 Le attività di pianificazione delle reti energetiche sono tipicamente categorizzate in tre *step* successivi:
- a) definizione degli scenari di sviluppo del sistema energetico;
 - b) identificazione delle necessità di investimento;
 - c) identificazione degli interventi da effettuare, tipicamente supportata da analisi dei costi e dei benefici.
- 8.2 Sia a livello europeo (Regolamento (UE) 2022/869 e Direttiva (UE) 2024/1788), sia a livello nazionale (qui principalmente per effetto delle disposizioni regolatorie), si sta delineando un contesto in cui:
- a) la definizione degli scenari di sviluppo del sistema energetico è comune a più settori (o congiunta o cross-settoriale);
 - b) l’analisi dei costi e dei benefici ha natura settoriale.
- 8.3 In questo contesto, si parla già da alcuni anni del concetto di pianificazione integrata, in particolare almeno fra il trasporto di gas naturale e la trasmissione di

¹⁶ I piani peraltro già trattano gli allacciamenti. Inoltre, sono previste specifiche disposizioni per gli allacciamenti di impianti di produzione di biometano (articolo 7bis dell’Allegato A alla deliberazione 468/2018/R/GAS), ed è prevista l’esclusione dall’ACB dei progetti di allacciamento.

energia elettrica. Poiché la definizione degli scenari di sviluppo risulta già adeguatamente integrata tra i due settori, e l'analisi costi benefici è rimasta di natura settoriale¹⁷, la discussione su una maggiore integrazione della pianificazione si concentrerebbe sullo *step* di identificazione delle necessità di investimento. Tale focalizzazione sulle necessità (o esigenze o fabbisogni o *system needs*) è in linea con la premessa (128) della Direttiva (EU) 2024/1788, secondo cui *“pur potendo individuare modelli di rete settoriali separati e capitoli separati in presenza di un piano comune di sviluppo della rete, i gestori delle infrastrutture dovrebbero tendere a un maggior livello di integrazione prendendo in considerazione le esigenze del sistema al di là dei vettori di energia specifici”*.

- 8.4 In particolare, tale approccio dovrebbe comportare la valutazione dei fabbisogni infrastrutturali in modo congiunto o coordinato, ossia individuando quelle esigenze che possono essere soddisfatte da soluzioni infrastrutturali pertinenti alternativamente il settore elettrico o il settore gas.
- 8.5 A questo proposito, il *position paper* congiunto di ACER e CEER pubblicato a luglio 2024 sulle *“Challenges of the future electricity system”* ha indicato che *“the current practice of single sector infrastructure needs assessments needs to be enhanced towards a multi-sectoral planning at EU level and preferably also at national level”*¹⁸.
- 8.6 L'articolo 55, paragrafo 3, della Direttiva (UE) 2024/1788 prevede che, ove possibile, in vista dell'integrazione del sistema energetico, il gestore del sistema di trasporto del gas naturale e il gestore della rete di trasporto dell'idrogeno valutano come rispondere a un'esigenza con un approccio trasversale ai sistemi dell'energia elettrica, del riscaldamento, se del caso, e del gas naturale e dell'idrogeno, anche considerando informazioni sull'ubicazione e sulle dimensioni ottimali degli *asset* di stoccaggio dell'energia e conversione dell'energia elettrica in gas (*power-to-gas*) nonché la localizzazione della produzione e del consumo di idrogeno.
- 8.7 A fronte di numerose enunciazioni di principio, non sono però immediatamente reperibili proposte o esperienze concrete di un approccio maggiormente integrato all'identificazione dei fabbisogni infrastrutturali, e - in particolare - le analisi dei c.d. *needs* (anche da parte di ENTSOG, nonostante le raccomandazioni in tal senso da parte di ACER) raramente riguardano la capacità di trasporto fra due punti interni a una zona di mercato. Nel settore elettrico, ENTSO-E applica invece già ad alcuni anni ai fini dei fabbisogni (o *“system needs”*) un approccio di *“zonizzazione”* più granulare rispetto alle zone di mercato, che consente di valutare congestioni *“interne”* e quindi i relativi fabbisogni di nuova capacità della rete.
- 8.8 Più in dettaglio, le attività condotte da ENTSOG non forniscono elementi significativi in quanto il *“System Assessment Report”*¹⁹ del TYNDP 2022

¹⁷ A livello di Regolamento TEN-E e, di riflesso, per i requisiti di coerenza tra pianificazione europea e pianificazione nazionale, dovrebbe essere analogamente a livello nazionale.

¹⁸ https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/07/Future_electricity_system_challenges_2024.pdf

¹⁹ https://www.entsog.eu/sites/default/files/2023-10/ENTSOG_TYNDP_2022_SAR_PC_231005.pdf

(pubblicato a settembre 2023) presenta calcoli di *curtailed demand* attesa a fronte di varie configurazioni di *supply* e *supply shortage* ma non identifica quando e dove sia da realizzare nuova capacità di trasporto per il sistema del gas naturale. Analogamente, l'edizione 2023 del Piano di sviluppo di Snam contiene un approfondimento dedicato alle “esigenze di sviluppo della capacità di trasporto” del gas naturale (capitolo 4), ma le relative informazioni riguardano le capacità in importazione e in esportazione, e non anche le capacità di trasporto tra porzioni della rete.

- 8.9 Ciò premesso, ai sensi delle disposizioni sui Requisiti minimi di completezza e trasparenza del Piano (Titolo 2 dell'Allegato A alla deliberazione 468/2018/R/GAS), le imprese di trasporto sono tenute a fornire una descrizione delle criticità e delle congestioni attese sulla rete in relazione all'evoluzione degli scenari. Inoltre, ai sensi dell'articolo 4.1 del medesimo Allegato A, l'impresa maggiore di trasporto è tenuta a fornire una mappatura delle disponibilità (attuali e future) di capacità di trasporto e di distribuzione nelle diverse aree del Paese, specificando quelle aree dove sono già presenti disponibilità di capacità di trasporto sufficienti per l'immissione in rete dei quantitativi di produzione di biometano attuali e futuri, esplicitando i quantitativi ammissibili, e quelle aree nelle quali l'allacciamento alla rete del gas naturale richiede opportuni sviluppi di rete.

Orientamenti dell'Autorità

- 8.10 L'Autorità è orientata a valutare l'adozione di un approccio maggiormente strutturato e integrato all'identificazione dei *system needs* per il settore gas, anche in coerenza con quanto previsto da alcuni anni per il settore della trasmissione elettrica riguardo il rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo.
- 8.11 In particolare, laddove dovesse emergere la necessità di sviluppare nuova capacità di trasporto di gas naturale (sia internamente rispetto al sistema italiano, che rispetto ai punti di interconnessione con l'estero), l'analisi dovrebbe prevedere una valutazione della possibilità di soddisfare tali necessità di trasporto gas mediante la capacità di trasporto dell'energia elettrica già oggi disponibile o disponibile in futuro grazie a interventi di sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica già a piano. Inoltre, sarà da valutare il *trade-off* dei costi tra sviluppi della rete gas con nuove soluzioni di sviluppo nel settore elettrico.
- 8.12 Specularmente, laddove vi fosse capacità inutilizzata nel sistema del gas naturale, occorre comprendere se, e in che misura, tale capacità possa essere utilizzata in ottica cross-settoriale per risolvere limitazioni nelle capacità di trasmissione di energia elettrica. Si pensi, ad esempio, ad una situazione locale di *over-generation* (ossia eccesso di generazione elettrica, in particolare da fonti rinnovabili che tipicamente si registra nelle zone centro-meridionali del paese) che suggerisce la realizzazione di nuova capacità di trasmissione elettrica, ad esempio tra il sud e il nord del paese. La presenza di “*available capacities*” nella rete di trasporto gas per un significativo numero di giorni dell'anno (ad esempio il 90% dei giorni dell'anno) porterebbe a valutare soluzioni di nuove applicazioni *power-to-gas* e

maggior sfruttamento della rete gas esistente come alternativa alla realizzazione - spesso complessa - di nuove infrastrutture elettriche.

- 8.13 Il primo tipo di analisi, relativo alle necessità di sviluppo di nuova capacità di trasporto, è più prossimo alle attività già oggi svolte dalle imprese di trasporto nell'ambito della pianificazione: l'elemento di novità sarebbe rappresentato dalla dimensione cross-settoriale, ossia dalla valutazione della possibilità di soddisfare una specifica necessità mediante un intervento, o la messa a disposizione di capacità, in un altro settore. Tale attività ricadrebbe in gran parte sul gestore del sistema di trasmissione dell'energia elettrica, e in parte esula dal perimetro di aggiornamento della deliberazione 468/2018/R/GAS.
- 8.14 Il secondo tipo di analisi, sulle capacità di trasporto disponibili, sarebbe invece più innovativo rispetto alle attuali modalità di predisposizione dei Piani, che prevedono valutazioni in parte analoghe relativamente agli sviluppi della produzione di biometano e relative immissioni.
- 8.15 In logica cross-settoriale, l'analisi delle capacità di trasporto disponibili sarebbe da correlare con la definizione delle capacità di trasporto obiettivo del settore elettrico. Inoltre, in prospettiva di più lungo termine, l'informazione sulle capacità disponibili potrebbe diventare un elemento utile per valutare prospettive di *repurposing* delle infrastrutture per il trasporto di idrogeno o altre finalità.
- 8.16 Al riguardo, è utile tenere presente che, nel settore elettrico, le quattro edizioni del rapporto di identificazione della capacità di trasporto obiettivo (principalmente per un motivo di disponibilità e freschezza dei dati di scenario) sono state implementate o alla fine degli anni pari²⁰ o all'inizio degli anni dispari. Per analogia, l'analisi qui delineata potrebbe essere effettuata nel secondo semestre 2026. Come già accaduto nel settore elettrico tra il 2017 e il 2018 prima della prima edizione del rapporto capacità obiettivo di dicembre 2018, anche in questo caso l'analisi sarebbe preceduta da interlocuzioni con le imprese di trasporto e di trasmissione e dalle opportune disposizioni regolatorie.
- 8.17 L'analisi potrebbe essere condotta in relazione a un orizzonte temporale indicativamente decennale o quindicennale, che potrebbe essere coordinato con l'anno studio di lungo termine utilizzato per la valutazione di Terna sulle capacità di trasporto obiettivo.
- 8.18 I risultati in termini di giorni/anno di disponibilità di capacità di trasporto dovrebbero essere caratterizzati a livello mensile o stagionale, perché i fenomeni di *over-generation* accadono maggiormente in condizioni di forte ventosità che sono più frequenti nei periodi di primavera e autunno e in condizioni di forte irraggiamento solare, che è massimo nel periodo estivo.

²⁰ L'articolo 38 della Regolazione Output-based del servizio di Trasmissione dell'energia Elettrica (ROTE), Allegato A alla deliberazione 55/2024/R/EEL, prevedono che la quarta edizione del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo per il settore della trasmissione elettrica sia predisposta entro il 31 dicembre 2024.

S 8.Osservazioni in merito a una possibile valutazione specifica dei fabbisogni infrastrutturali per il trasporto di gas, nonché delle capacità disponibili che potrebbero essere valutate in modo complementare a vincoli sulla rete di trasmissione dell'energia elettrica.

S 9.Osservazioni in merito ad altre possibilità per implementare logiche di pianificazione maggiormente cross-settoriali.

9. Aggiornamenti riguardanti le categorie di beneficio

- 9.1 L'articolo 11 dell'Allegato A alla deliberazione 468/2018/R/GAS definisce i requisiti per l'analisi dei benefici, fra cui l'elenco delle categorie di beneficio. Inoltre, l'articolo 14 del medesimo Allegato A definisce alcuni indicatori quantificati (impatti), non oggetto di monetizzazione.
- 9.2 Nel presente capitolo si trattano due delle categorie di beneficio di cui all'Allegato A alla deliberazione 468/2018/R/GAS:
- a) beneficio B2m - Sostituzione di combustibili per metanizzazione di nuove aree;
 - b) beneficio B6 - Variazione delle esternalità negative associate alle emissioni di gas inquinanti non climalteranti.
- 9.3 Le metodologie di analisi costi benefici definite dall'Autorità (inizialmente per il settore della trasmissione elettrica, poi per il settore del trasporto gas, e recentemente per il settore della distribuzione elettrica) hanno sempre tenuto a riferimento analoghe metodologie sviluppate in sede europea.
- 9.4 In particolare, il Regolamento (UE) 2022/869 (TEN-E) ha abrogato le previgenti disposizioni in materia di analisi costi benefici per trasmissione elettrica e trasporto gas, prevedendo invece l'elaborazione di nuove metodologie per la trasmissione elettrica e per l'idrogeno. Lo stesso Regolamento TEN-E ha introdotto principi di coerenza (“consistency”) tra le metodologie settoriali.
- 9.5 Ad aprile scorso, ENTSO-E ha pubblicato la nuova versione (approvata dalla Commissione europea) della metodologia di analisi costi benefici per la trasmissione elettrica²¹.
- 9.6 Relativamente al suddetto beneficio B6, la metodologia ENTSO-E include una voce di beneficio (classificata in Europa come B4) relativa a emissioni non *greenhouse*, specificando - alla sezione 5.4.3 - che attualmente (come già negli ultimi sei anni) non è prevista la monetizzazione del beneficio, con le relative ragioni.
- 9.7 Passando al suddetto beneficio B2m, l'articolo 16 del decreto legislativo 93/11 prevede che il Piano unico gas tenga conto della tutela dell'ambiente (comma 2)

²¹https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/news/2024/entso-e_4th_CBA_Guideline_240409.pdf

ma, al momento, non richiede esplicitamente l'allineamento con le attuali *policy* energia-clima²². L'Autorità ha comunque già ripetutamente indicato che l'allineamento alle *policy* energia-clima sia un elemento chiave degli scenari di sviluppo del sistema energetico.

- 9.8 Il quadro delle *policy* energia e clima include il Regolamento (UE) 2020/852 del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 giugno 2020 relativo all'istituzione di un quadro che favorisce gli investimenti sostenibili e recante modifica del Regolamento (UE) 2019/2088. Tale regolamento, talvolta indicato come "tassonomia sostenibile" ha introdotto il principio detto "*do not significant harm*" (articolo 17), ossia non effettuare attività economiche che comportino un danno significativo in termini di cambiamento climatico.
- 9.9 I relativi regolamenti delegati (2021/2139²³ e 2022/1214²⁴ di revisione del precedente - in particolare riguardo il settore nucleare e il settore dei gas fossili) limitano le attività relative ai gas fossili a produzione di energia elettrica, cogenerazione a elevata efficienza e teleriscaldamento / teleraffreddamento efficiente, definendo inoltre criteri di *screening* tecnico per tali attività. Attività di metanizzazione di nuove aree non sono previste dal Regolamento tassonomia sostenibile.

Orientamenti dell'Autorità

- 9.10 Viste le decisioni adottate a livello europeo di non monetizzazione dei benefici relativi alle emissioni di gas inquinanti non climalteranti, l'Autorità è orientata a sostituire l'attuale categoria di beneficio B6 con un indicatore quantitativo (impatto I6 - Variazione delle emissioni di gas inquinanti non climalteranti).
- 9.11 Considerato che la metanizzazione di nuove aree del paese comporterebbe un effetto di *lock-in* del vettore gas per diverse decine di anni (sarebbero investimenti con vita utile regolatoria indicativamente tra il 2030 e il 2080), non compatibile con il principio "*do not significant harm*" delle *policy* energia-clima, l'Autorità è orientata a eliminare dalla deliberazione 468/2018/R/GAS la categoria di beneficio B2m - Sostituzione di combustibili per metanizzazione di nuove aree.
- 9.12 Si precisa che gli aggiornamenti delle categorie di beneficio non avrebbero impatto sugli interventi di sviluppo di rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione non oggetto di valutazione negativa nell'edizione 2023 dei Piani e avviati alla data del 31 dicembre 2025 (ove il termine "avviato" corrisponde a

²² La disposizione è invece già presente all'articolo 36 del medesimo decreto legislativo riguardo il piano di sviluppo della trasmissione elettrica.

²³ Regolamento delegato (UE) 2021/2139 della Commissione, del 4 giugno 2021, che integra il regolamento (UE) 2020/852 del Parlamento europeo e del Consiglio fissando i criteri di vaglio tecnico che consentono di determinare a quali condizioni si possa considerare che un'attività economica contribuisce in modo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici o all'adattamento ai cambiamenti climatici e se non arreca un danno significativo a nessun altro obiettivo ambientale.

²⁴ Regolamento delegato (UE) 2022/1214 della Commissione del 9 marzo 2022 che modifica il regolamento delegato (UE) 2021/2139 per quanto riguarda le attività economiche in taluni settori energetici e il regolamento delegato (UE) 2021/2178 per quanto riguarda la comunicazione al pubblico di informazioni specifiche relative a tali attività economiche.

un intervento in fase di realizzazione, per il quale sia stata sostenuta una spesa pari almeno al 10% del costo di investimento stimato, come disposto dal punto 9.4 dell'Allegato A alla deliberazione 468/2018/R/GAS), per cui non si prevede ricalcolo dei benefici nei futuri Piani unici, fatte comunque salve le disposizioni in materia di riconoscimento degli investimenti secondo i principi di efficienza sanciti dalla regolazione tariffaria (cfr. in particolare commi 5.2 e 5.3 della RTTG 6PRT, Allegato A della deliberazione 139/2023/R/GAS).

- 9.13 La fissazione di una tempistica limite per l'avvio delle attività realizzative è correlata all'opportunità di implementare in tempi adeguati progetti che siano stati valutati positivamente in termini di utilità per il sistema, ed è in linea con varie disposizioni di legge sia europee sia nazionali (ad es. tempi limite di avvio realizzazione o di entrata in esercizio per progetti oggetto di autorizzazione oppure oggetto di esenzione).

S 10. Osservazioni in merito all'aggiornamento della categoria di beneficio B6.

S 11. Osservazioni in merito all'aggiornamento della categoria di beneficio B2m.

10. Sintesi tabellare del piano di sviluppo

- 10.1 L'articolo 2, comma 1, lettera f) dell'Allegato A alla deliberazione 468/2018/R/GAS prevede una *“separata indicazione delle grandezze registrate per ciascun singolo intervento, presentati in forma sintetica tabellare elaborabile, secondo un template comune a tutti i gestori elaborato dall'impresa maggiore di trasporto”*.

Orientamenti dell'Autorità

- 10.2 L'Autorità è orientata a confermare la presentazione di una sintesi tabellare degli interventi del Piano unico in formato foglio di lavoro elaborabile.
- 10.3 La sintesi tabellare dovrebbe riguardare tutti gli interventi contenuti nel Piano (inclusi quelli che si propone di aggiungere in esito a questa consultazione, quali gli interventi di dismissione) e sarebbe differenziata tra interventi soggetti ad ACB e interventi non soggetti ad ACB.

S 12. Osservazioni in merito alla sintesi tabellare degli interventi del piano.

11. Rapporto di monitoraggio dell'avanzamento del piano di sviluppo e relativo trasferimento di informazioni tra gestori

- 11.1 Ai sensi delle disposizioni sui Requisiti minimi di completezza e trasparenza del Piano (Titolo 2 dell'Allegato A alla deliberazione 468/2018/R/GAS), ciascun gestore del sistema di trasporto è tenuto a corredare il Piano con un rapporto di monitoraggio degli interventi contenuti nel Piano già inclusi in Piani precedenti e realizzati o in corso di realizzazione, rilevante ai fini delle valutazioni di efficienza ed economicità degli investimenti di cui alla regolazione tariffaria del servizio di trasporto gas.
- 11.2 Nel settore della trasmissione elettrica e nel settore della distribuzione elettrica, in cui i piani di sviluppo sono stati "biennalizzati" recentemente (a partire dal 2021 e dal 2023, rispettivamente), il primo rapporto di monitoraggio di Terna è stato pubblicato ad aprile 2024, mentre dieci rapporti di monitoraggio dei distributori elettrici sono stati pubblicati a settembre 2024.
- 11.3 Per il settore della trasmissione elettrica, sono stati definiti alcuni requisiti con la determina del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità 1/2024. I requisiti riguardano sia alcuni contenuti minimi del rapporto di monitoraggio dell'avanzamento degli interventi, sia un formato di foglio di lavoro per riportare informazioni specifiche per ciascun intervento.
- 11.4 Le prime edizioni 2024 dei rapporti di monitoraggio dello sviluppo delle reti di distribuzione dell'energia elettrica sono state precedute da attività di preparazione e coordinamento tra le imprese distributrici (inclusi contatti a livello di uffici con la Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità), senza atti formali da parte dell'Autorità.

Orientamenti dell'Autorità

- 11.5 L'Autorità è orientata a prevedere uno specifico rapporto di monitoraggio dell'avanzamento del Piano di sviluppo anche per quanto riguarda il Piano unico del gas, da predisporre negli anni pari.
- 11.6 Per chiarezza, il rapporto (separato) avrebbe frequenza biennale, perché negli anni dispari le informazioni di monitoraggio dell'avanzamento degli interventi del Piano unico sarebbe effettuato direttamente all'interno del piano stesso.
- 11.7 Tale attività di monitoraggio continuerebbe ad essere operata da ciascun gestore di trasporto, che dovrebbe trasmettere le relative informazioni all'impresa maggiore per la redazione del rapporto di monitoraggio.
- 11.8 Pertanto, coerentemente con le tempistiche di presentazione del Piano, il termine per la pubblicazione delle informazioni sul monitoraggio sarebbe fissato al 28 febbraio di ciascun anno pari. Per consentire all'impresa maggiore di trasporto di elaborare gli esiti del monitoraggio delle altre imprese di trasporto, si propone di prevedere una scadenza per l'invio di tali comunicazioni verso l'impresa maggiore di trasporto. Analogamente a quanto indicato in precedenza (per il trasferimento delle informazioni negli anni dispari in cui si prepara il Piano unico), il termine per l'invio delle informazioni sul monitoraggio all'impresa maggiore di trasporto

da parte delle altre imprese di trasporto può essere fissato al 31 gennaio di ciascun anno pari.

- 11.9 Si intende valutare in esito alla consultazione se tale scadenza di fine febbraio possa trovare applicazione già per la prima edizione del rapporto nel 2026 oppure se sia preferibile, come peraltro già fatto per trasmissione e distribuzione elettrica, prevedere una scadenza successiva poiché la prima edizione richiede l'attivazione di nuovi processi e potrebbe quindi beneficiare di una tempistica meno stringente.
- 11.10 Relativamente ai contenuti, si potrebbe prevedere una proposta di reportistica da parte dell'impresa maggiore di trasporto, valutabile eventualmente anche in modalità di silenzio/assenso dall'Autorità e/o un mandato per istruzioni operative, similmente a quanto fatto per il settore della trasmissione elettrica.

S 13. Osservazioni in merito al rapporto di monitoraggio dell'avanzamento degli interventi del Piano unico negli anni in cui non si prepara il Piano e alle relative tempistiche.

S 14. Osservazioni in merito a eventuali requisiti minimi per il rapporto di monitoraggio dell'avanzamento degli interventi del Piano unico.