

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE**

**49/2023/R/GAS**

**CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA DEL SERVIZIO DI  
RIGASSIFICAZIONE DEL GAS NATURALE LIQUEFATTO PER IL SESTO  
PERIODO DI REGOLAZIONE (6PR GNL)**

*Orientamenti*

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del  
procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e  
Ambiente 27 luglio 2022, 356/2022/R/GAS

Mercato di incidenza: gas naturale

*14 febbraio 2023*

### ***Premessa***

*Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 27 luglio 2022, 356/2022/R/GAS (di seguito: deliberazione 356/2022/R/GAS), per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per il servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto per il sesto periodo di regolazione (6PR GNL) ai sensi dell'articolo 23, comma 2, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.*

*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](mailto:protocollo@pec.arera.it)) entro il **16 marzo 2023**.*

*Si fa riferimento all'Informativa sul trattamento dei dati personali, in merito alla pubblicazione e alle modalità della pubblicazione delle osservazioni. Con riferimento alla pubblicazione delle osservazioni, di cui al punto 1, lettera b), della stessa Informativa, si specifica ulteriormente che i partecipanti alla consultazione che intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, diversi dai dati personali, dovranno motivare tale richiesta contestualmente all'invio del proprio contributo alla presente consultazione, 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.*

***Autorità per la Regolazione di Energia Reti e Ambiente  
Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling  
Corso di Porta Vittoria, 27 - 20122 - Milano***

*email: [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it)  
sito internet: [www.arera.it](http://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 n. 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

#### **1. Base giuridica e finalità del trattamento**

##### ***a. Trattamento dei dati personali raccolti in risposta alle consultazioni***

Si informa che i dati personali trasmessi partecipando alla consultazione pubblica saranno utilizzati da ARERA, (Titolare del trattamento), nei modi e nei limiti necessari per svolgere i compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di sua competenza ai sensi della normativa vigente, con l'utilizzo di procedure anche informatizzate. Il trattamento è effettuato in base all'articolo 6, par. 1 lett. e) del GDPR.

##### ***b. Pubblicazione delle osservazioni***

Le osservazioni pervenute possono essere pubblicate sul sito internet di ARERA al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata una richiesta di non divulgare i commenti.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti delle proprie osservazioni e/o documentazione sono da considerare riservate e non possono essere divulgate. A tal fine, i partecipanti alla consultazione sono tenuti a trasmettere una versione non confidenziale delle osservazioni destinata alla pubblicazione.

##### ***c. Modalità della pubblicazione***

In assenza delle indicazioni di cui al punto b) della presente Informativa (richiesta di pubblicazione in forma anonima e/o divulgazione parziale), le osservazioni sono pubblicate in forma integrale unitamente alla ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione. La ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione che contenga dati personali è oscurata. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità di persone fisiche identificate o identificabili. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale sono oscurati. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità del partecipante alla consultazione.

#### **2. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati**

Dei dati personali possono venire a conoscenza i Capi delle Strutture interessate dall'attività di regolamentazione cui è riferita la consultazione, nonché gli addetti autorizzati al trattamento. I dati 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. Tali dati saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

### **3. Comunicazione e diffusione dei dati**

I dati non saranno 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.

### **4. Titolare del Trattamento**

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Corso di Porta Vittoria, 27, 20122, Milano, e-mail: [info@arera.it](mailto:info@arera.it), PEC: [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it), centralino: +39 02655651.

### **5. Diritti dell'interessato**

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Titolare del trattamento agli indirizzi sopra indicati. Il Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità è raggiungibile al seguente indirizzo: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Corso di Porta Vittoria, 27, 20122 Milano, e-mail: [rpd@arera.it](mailto:rpd@arera.it).

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

<b>PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI.....</b>	<b>7</b>
<b>1. Inquadramento procedurale e ambito della consultazione.....</b>	<b>7</b>
<b>2. Obiettivi dell'intervento .....</b>	<b>7</b>
<b>3. Struttura del documento .....</b>	<b>8</b>
<b>PARTE II QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO, CONTESTO DI RIFERIMENTO .....</b>	<b>9</b>
<b>4. Quadro normativo nazionale .....</b>	<b>9</b>
Normativa nazionale di carattere tariffario.....	9
Disposizioni in materia di metanizzazione della Regione Sardegna.....	10
Disposizioni per fronteggiare l'emergenza derivante dal conflitto Russia-Ucraina....	11
Quadro normativo europeo .....	12
<b>5. Quadro regolatorio .....</b>	<b>15</b>
Disposizioni generali .....	15
Approccio ROSS per la determinazione dei ricavi di riferimento.....	15
Tasso di remunerazione del capitale.....	16
Criteri di allocazione della capacità.....	16
Iniziative per fronteggiare le emergenze nei mercati del gas .....	18
<b>6. Contesto di riferimento .....</b>	<b>19</b>
I terminali di rigassificazione del Gnl in esercizio .....	20
Utilizzo delle infrastrutture.....	21
Il costo delle infrastrutture di rigassificazione del Gnl.....	22
Copertura del costo delle infrastrutture .....	24
<b>PARTE III CRITERI DI DETERMINAZIONE DEI RICAVI RICONOSCIUTI.</b>	<b>26</b>
<b>7. Ambito di applicazione della regolazione .....</b>	<b>26</b>
<b>8. Decorrenza e durata del periodo di regolazione .....</b>	<b>26</b>
<b>9. Criteri di determinazione e articolazione dei ricavi di riferimento .....</b>	<b>27</b>
<b>10. Criteri di determinazione del capitale investito riconosciuto .....</b>	<b>28</b>
Criteri generali.....	28
Trattamento dell'inflazione .....	28
Determinazione delle immobilizzazioni nette riconosciute.....	29
Capitale circolante netto .....	30
Poste rettificative .....	30
Riconoscimento del gas di riempimento e di raffreddamento .....	30
Aggiornamento del capitale investito riconosciuto .....	31
Tasso di remunerazione .....	31
Ammortamenti economico-tecnici .....	31
Criteri di determinazione del costo operativo riconosciuto.....	32

Fissazione del livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2024 .....	33
Aggiornamento dei costi operativi riconosciuti.....	34
<i>Obiettivi di recupero di efficienza</i> .....	34
<i>Parametro Y</i> .....	34
<b>11. Costi relativi al sistema di <i>Emission Trading</i> .....</b>	<b>35</b>
<b>12. Energia elettrica per il funzionamento di base del terminale.....</b>	<b>36</b>
<b>13. Autoconsumi e perdite.....</b>	<b>36</b>
<b>14. Gestione degli scostamenti per ETS, energia elettrica di base, autoconsumi e perdite .....</b>	<b>37</b>
<b>15. Costi di ripristino.....</b>	<b>38</b>
<b>16. Criteri per la determinazione dei ricavi di riferimento per le nuove imprese del rigassificazione del Gnl .....</b>	<b>38</b>
<b>PARTE IV CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI RIGASSIFICAZIONE DEL GNL E FATTORE DI COPERTURA DEI RICAVI.....</b>	<b>41</b>
<b>17. Corrispettivi per il servizio di rigassificazione.....</b>	<b>41</b>
<b>18. Ulteriori servizi .....</b>	<b>42</b>
<b>19. Fattore di copertura dei ricavi .....</b>	<b>43</b>

## **PARTE I**

### **ASPETTI INTRODUTTIVI**

#### **1. Inquadramento procedurale e ambito della consultazione**

- 1.1 Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 27 luglio 2022, 356/2022/R/GAS (di seguito: deliberazione 356/2022/R/GAS) per l'adozione di provvedimenti in materia di criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto (Gnl), per il sesto periodo di regolazione (6PR GNL), che si avvia il 1 gennaio 2024.
- 1.2 Nel presente documento per la consultazione l'Autorità illustra i propri orientamenti in materia di criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti e di determinazione di tariffe per l'utilizzo dei terminali di rigassificazione del Gnl, per il 6PR GNL.
- 1.3 Il procedimento di revisione dei criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione per il 6PR GNL si svolge in parallelo al procedimento avviato con deliberazione 28 giugno 2021, 271/2021/R/COM (di seguito: deliberazione 271/2021/R/COM), per la definizione di criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto da applicare a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas.
- 1.4 Con deliberazione 23 dicembre 2021, 614/2021/R/COM (di seguito: deliberazione 614/2021/R/COM), l'Autorità ha approvato i "Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027 (TIWACC 2022-2027)". L'aggiornamento dei parametri del WACC non costituisce oggetto del presente provvedimento.

#### **2. Obiettivi dell'intervento**

- 2.1 Nella deliberazione 356/2022/R/GAS di avvio del procedimento, l'Autorità ha disposto la formazione dei provvedimenti al fine di:
  - a) definire i criteri in materia di tariffe del servizio di rigassificazione del Gnl, per il 6PR GNL, tenendo conto dei principi e dei criteri generali di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale definiti in esito al procedimento avviato con la deliberazione 271/2021/R/COM, garantendo un adeguato coordinamento tra i due procedimenti;
  - b) garantire adeguate forme di raccordo tra il fondo previsto dall'articolo 5, comma 8, del decreto-legge 17 maggio 2022, n. 50 (di seguito: decreto-legge 50/22), da destinare prioritariamente a nuove infrastrutture di rigassificazione del Gnl, e i meccanismi di garanzia tariffaria attualmente in vigore;
  - c) valutare l'opportunità di una revisione dei criteri di regolazione delle condizioni, anche economiche, di accesso e di erogazione dei servizi offerti

mediante depositi di stoccaggio di Gnl, verificando, in particolare, la coerenza della deliberazione 7 maggio 2019, 168/2019/R/GAS (di seguito: deliberazione 168/2019/R/GAS) con le recenti disposizioni del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77 (di seguito: decreto-legge 77/2021) e del DPCM 29 marzo 2022.

- 2.2 L'Autorità ha inoltre disposto che il procedimento si concluda entro il 15 aprile 2023.

*S 1.Osservazioni in merito agli obiettivi dell'intervento dell'Autorità.*

### **3. Struttura del documento**

- 3.1 Il presente documento, oltre alla presente parte introduttiva, comprende:
- a) la Parte II, nella quale è riportato il quadro normativo e regolatorio, e il contesto di riferimento;
  - b) la Parte III, nella quale sono riportati gli orientamenti in materia di criteri di regolazione dei costi da applicare nel 6PR GNL;
  - c) la Parte IV, nella quale si illustrano gli orientamenti relativi ai corrispettivi per il servizio di rigassificazione del Gnl, agli ulteriori servizi e al fattore di copertura dei ricavi.

## **PARTE II**

### **QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO, CONTESTO DI RIFERIMENTO**

#### **4. Quadro normativo nazionale**

##### **Normativa nazionale di carattere tariffario**

- 4.1 La legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95) delinea il quadro generale e le funzioni assegnate all’Autorità per lo sviluppo dei propri interventi di regolazione tariffaria. L’articolo 1, comma 1 della medesima legge identifica gli obiettivi da perseguire nella regolazione tariffaria. In particolare, l’ordinamento tariffario deve:
- a) essere *“certo, trasparente e basato su criteri predefiniti”*;
  - b) tutelare gli interessi di utenti e consumatori attraverso *“la promozione della concorrenza e dell’efficienza”*;
  - c) *“armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse”*.
- 4.2 Coerentemente con tali obiettivi, l’Autorità è dunque chiamata a definire i meccanismi per la determinazione di tariffe, intese come prezzi massimi dei servizi al netto delle imposte (articolo 2, comma 17, legge 481/95).
- 4.3 L’articolo 2, comma 12, lettera e) della legge 481/95, come modificato dal decreto-legge 1 marzo 2022, n. 17<sup>1</sup> (di seguito: decreto-legge 17/22), dispone inoltre che l’Autorità stabilisca ed aggiorni, in relazione all’andamento del mercato e del reale costo di approvvigionamento della materia prima, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe, in modo da assicurare la qualità, l’efficienza del servizio e l’adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale.
- 4.4 Il quadro normativo nell’ambito del quale l’Autorità è chiamata a definire le tariffe per l’attività di rigassificazione del Gnl è ulteriormente disciplinato nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00), come integrato dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/11), che definisce la struttura organizzativa del settore del gas naturale, stabilendo anche alcuni criteri generali per la determinazione delle tariffe.
- 4.5 L’articolo 2, comma 1, del decreto legislativo 164/00, definisce *“impianto di Gnl”* un terminale utilizzato *“per le operazioni di liquefazione del gas naturale o l’importazione, o lo scarico e la rigassificazione di Gnl, e comprendente servizi ausiliari e uno stoccaggio provvisorio necessari per il processo di rigassificazione e successiva consegna al sistema di trasporto ma non comprendente eventuali serbatoi ubicati presso i terminali non funzionali al ciclo di rigassificazione e utilizzati per l’attività di stoccaggio”*.

---

<sup>1</sup> Convertito con modificazioni con legge 17 aprile 2022, n. 34.

- 4.6 L'articolo 23, commi 2 e 3, del decreto legislativo 164/00, prevede, tra l'altro, che l'Autorità determini le tariffe per l'utilizzo dei terminali di Gnl in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito, e che tali tariffe debbano permettere il loro sviluppo, incentivando gli investimenti per il potenziamento delle capacità.
- 4.7 L'articolo 24, comma 5, del decreto legislativo 164/00, prevede che l'Autorità definisca i criteri atti a garantire a tutti gli utenti la libertà di accesso, a parità di condizioni, alle infrastrutture del settore del gas, la massima imparzialità e la neutralità dell'utilizzo dei terminali di Gnl in condizioni di normale esercizio e, a tali fini, dispone obblighi a cui sono soggetti gli operatori che detengono ed esercitano terminali di Gnl.

#### **Disposizioni in materia di metanizzazione della Regione Sardegna**

- 4.8 L'articolo 60, comma 6, del decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76<sup>2</sup>, recante misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale, prevede che, ai fini del rilancio delle attività produttive nella regione Sardegna, sia garantito l'approvvigionamento di energia all'isola a prezzi sostenibili e in linea con quelli del resto d'Italia e, a tal fine, sia “(...) *considerato parte della rete nazionale di trasporto, anche ai fini tariffari, l'insieme delle infrastrutture di trasporto e rigassificazione di gas naturale liquefatto necessarie al fine di garantire la fornitura di gas naturale mediante navi spola a partire da terminali di rigassificazione italiani regolati e loro eventuali potenziamenti fino ai terminali di rigassificazione da realizzare nella regione stessa*”.
- 4.9 Con il DPCM 29 marzo 2022 sono state individuate le opere e le infrastrutture necessarie al *phase out* dell'utilizzo del carbone in Sardegna e alla decarbonizzazione dei settori industriali dell'isola. Tra le attività e infrastrutture da includere nel collegamento virtuale (*virtual pipeline*) con il continente figurano, tra l'altro:
- a) l'adeguamento impiantistico del terminale di rigassificazione di Panigaglia, gestito da Gnl Italia S.p.A., per consentire il caricamento del Gnl su bettoline, inclusi gli interventi di ammodernamento del terminale, per garantirne la continuità di esercizio per la durata di funzionamento della *virtual pipeline*;
  - b) l'adeguamento delle funzionalità del terminale di rigassificazione *offshore* di Livorno, gestito da OLT Offshore LNG S.p.A., per consentire un maggior numero di accosti, finalizzato al servizio di caricamento del Gnl su bettoline per la *virtual pipeline*;
  - c) una unità galleggiante di stoccaggio e rigassificazione (*Floating Storage and Regasification Unit*, FSRU) nel porto di Portovesme con capacità netta di stoccaggio adeguata a servire il segmento Sud industriale e termoelettrico, nonché il bacino di consumo della città metropolitana di Cagliari;
  - d) una FSRU nel porto di Porto Torres con capacità netta di stoccaggio adeguata a servire il segmento Nord industriale e termoelettrico, nonché il bacino di consumo della città metropolitana di Sassari;

---

<sup>2</sup> Convertito con modificazioni con legge 11 settembre 2020.

- e) un impianto di rigassificazione nell'area portuale di Oristano con capacità netta di stoccaggio adeguata a servire le utenze limitrofe a tale ubicazione;
  - f) un servizio di trasporto del Gnl a mezzo di navi spola dedicate, approvvigionato nel rispetto della normativa comunitaria e nazionale e realizzato secondo la modalità operativa più adeguata sulla base di criteri di economicità ed efficienza, al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, destinato a rifornire le FSRU a Portovesme e Porto Torres e il terminale a Oristano, a partire, in normali condizioni di esercizio, dai terminali di Panigaglia e Livorno;
  - g) le opere strumentali alla realizzazione o adeguamento delle infrastrutture di cui alle lettere precedenti, inclusi gli eventuali dragaggi necessari all'adeguamento dei terminali esistenti, all'installazione delle FSRU e alla realizzazione dell'impianto di rigassificazione di cui alla lettera e).
- 4.10 Con la deliberazione 28 giugno 2022, 279/2022/R/COM, l'Autorità ha avviato un procedimento per definire il quadro regolatorio applicabile alle infrastrutture individuate dal DPCM 29 marzo 2022, con particolare riferimento ai servizi della *virtual pipeline*, richiedendo alle società Snam S.p.A. e Terna S.p.A. di sviluppare congiuntamente un documento sugli scenari di domanda (energia elettrica e gas naturale) relativi alla Regione Sardegna, coerenti con i più recenti scenari rilevanti ai fini della predisposizione dei rispettivi Piani. Sono attualmente in corso approfondimenti sugli scenari di domanda di gas in Sardegna e sulla configurazione infrastrutturale ottimale della *virtual pipeline*. Inoltre, sul DPCM 29 marzo 2022 risulta pendente un giudizio del Consiglio di Stato per un ricorso promosso dalla Regione Sardegna. Si evidenzia, al riguardo, che i criteri di regolazione per l'implementazione del DPCM 29 marzo 2022 non sono oggetto del presente documento.

#### **Disposizioni per fronteggiare l'emergenza derivante dal conflitto Russia-Ucraina**

- 4.11 Al fine di fronteggiare la situazione eccezionale del sistema nazionale di gas naturale derivante dal conflitto russo ucraino e di garantire il soddisfacimento della domanda di gas naturale riferita all'anno termico 2022-2023, il decreto-legge 28 febbraio 2022, n. 16, ha previsto che possano essere adottate, mediante provvedimenti e atti di indirizzo del Ministro della transizione ecologica, misure finalizzate, tra l'altro, all'aumento della disponibilità di gas.
- 4.12 Il decreto-legge 17/22 (c.d. "DL Energia") contiene disposizioni finalizzate ad accrescere la sicurezza delle forniture di gas naturale, tra le quali è previsto di stabilire meccanismi economici per rendere disponibili volumi aggiuntivi di gas naturale dai punti di interconnessione con gasdotti non interconnessi alla rete europea dei gasdotti e nei terminali di rigassificazione di Gnl, allo scopo di contrastare l'insorgere di situazioni di emergenza.
- 4.13 L'articolo 5 del decreto-legge 50/22, recante misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, prevede disposizioni per la realizzazione di nuova capacità di rigassificazione "[i]n considerazione della necessità di diversificare le fonti di approvvigionamento di gas ai fini della sicurezza energetica nazionale, fermi restando i programmi di decarbonizzazione del sistema energetico nazionale"; in

particolare, il comma 1 del medesimo articolo dispone, tra l'altro, che: i) le opere finalizzate all'incremento della capacità di rigassificazione mediante unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione da allacciare alla rete di trasporto esistente alla data di emanazione del decreto, incluse le connesse infrastrutture, costituiscono interventi strategici di pubblica utilità, indifferibili e urgenti, e che ii) per la realizzazione di tali opere sono nominati, con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, uno o più Commissari straordinari di Governo con poteri autorizzativi.

- 4.14 Inoltre, al comma 8 del medesimo articolo, il decreto-legge 50/22 istituisce un fondo pari a 30 milioni di euro per ciascuno degli anni dal 2024 al 2043, *“al fine di limitare il rischio sopportato dalle imprese di rigassificazione che realizzano e gestiscono le opere e le infrastrutture [finalizzate all'incremento della capacità di rigassificazione] di cui al comma 1 (...). Il fondo è destinato a coprire la quota dei ricavi per il servizio di rigassificazione, inclusi del costo di acquisto e/o realizzazione dei nuovi impianti sopra richiamati, prioritariamente per la quota eccedente l'applicazione del fattore di copertura dei ricavi di cui alla delibera dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente 474/2019/R/gas, prevista dalla vigente regolazione tariffaria. L'importo residuo del fondo è destinato a contribuire alla copertura dei ricavi riconosciuti al servizio di rigassificazione dalla vigente regolazione tariffaria, a beneficio degli utenti e dei consumatori. I criteri di accesso e le modalità di impiego del fondo sono definiti con decreto del Ministero dell'economia e delle finanze, sentita l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente, nel rispetto della disciplina europea in materia di aiuti di Stato”*.

#### **Quadro normativo europeo**

- 4.15 La disciplina nazionale sopra richiamata si inserisce nell'ambito della cornice normativa dell'Unione Europea che, da un lato, mira alla realizzazione di un mercato interno del gas naturale e, dall'altro, fissa degli obiettivi di politica energetica in materia di emissioni di gas a effetto serra, energia da fonti rinnovabili ed efficienza energetica.
- 4.16 In particolare, la Direttiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 (di seguito: Direttiva 2009/73/CE), stabilisce norme comuni per il mercato interno del gas naturale. Ai sensi della medesima Direttiva (articolo 32, paragrafo 1) gli Stati membri garantiscono l'attuazione di un sistema di accesso dei terzi ai sistemi di trasporto e di distribuzione nonché agli impianti di Gnl, basato su tariffe pubblicate, praticabili a tutti i clienti idonei, comprese le imprese di fornitura, ed applicato obiettivamente e senza discriminazioni tra gli utenti del sistema. Gli Stati membri fanno sì che le tariffe, o i relativi metodi di calcolo, siano approvati e pubblicati prima della loro entrata in vigore.
- 4.17 L'articolo 13 della Direttiva 2009/73/CE prevede, tra l'altro, che il gestore del sistema di Gnl sia tenuto a:
- a) gestire, mantenere e sviluppare, a condizioni economicamente accettabili, impianti sicuri, affidabili ed efficienti di Gnl, per garantire un mercato aperto,

- nel dovuto rispetto dell'ambiente, predisponendo mezzi adeguati a rispondere agli obblighi di servizio;
- b) astenersi da discriminazioni tra gli utenti o le categorie di utenti del sistema, in particolare a favore di imprese ad esso collegate;
  - c) fornire al gestore di ogni altro sistema di trasporto, stoccaggio o Gnl e/o di ogni altro sistema di distribuzione informazioni sufficienti per garantire che il trasporto e lo stoccaggio di gas naturale possano avvenire in maniera compatibile con il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema interconnesso;
  - d) fornire agli utenti del sistema le informazioni necessarie ad un efficiente accesso al sistema.
- 4.18 La Direttiva 2009/73/CE, all'articolo 36, ha definito altresì i criteri per la concessione dell'esenzione alla disciplina di accesso regolamentato per le nuove infrastrutture del sistema gas.
- 4.19 Nel contesto italiano, le disposizioni della Direttiva 2009/73/CE in merito alla esenzione dalla disciplina di accesso a terzi sono state recepite dall'articolo 33 del decreto legislativo 93/11, che ha modificato l'articolo 1, comma 17 della legge 23 agosto 2004, n. 239, disponendo che i soggetti che investono, direttamente o indirettamente, nella realizzazione in Italia di nuovi terminali di rigassificazione di Gnl, o in significativi potenziamenti delle capacità delle infrastrutture esistenti, tali da permettere lo sviluppo della concorrenza e di nuove fonti di approvvigionamento di gas naturale, possono richiedere, per la capacità di nuova realizzazione, un'esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso dei terzi, ovvero dall'applicazione delle rispettive tariffe regolamentate. L'esenzione è accordata per un periodo stabilito caso per caso, non superiore a 25 anni, e per una quota della nuova capacità stabilita caso per caso, dal Ministero dello sviluppo economico, previo parere dell'Autorità.
- 4.20 L'articolo 33, comma 3, del decreto legislativo 93/11 ha in ogni caso confermato le esenzioni e i diritti di allocazione prioritaria accordati anteriormente all'entrata in vigore del medesimo decreto.
- 4.21 Nell'ambito degli obiettivi dell'Unione Europea in materia di energia e clima, il Regolamento Delegato (UE) 2020/389 della Commissione Europea del 31 ottobre 2019, che modifica il Regolamento (UE) 347/2013 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 17 aprile 2013 in materia di infrastrutture energetiche transeuropee, individua aree e corridoi prioritari per lo sviluppo delle infrastrutture energetiche e stabilisce gli orientamenti per lo sviluppo tempestivo e l'interoperabilità di tali aree e corridoi. Inoltre, il Regolamento facilita l'attuazione tempestiva dei progetti di interesse comune (PCI), fornendo norme e orientamenti per la ripartizione dei costi a livello transfrontaliero e incentivi correlati al rischio, e determinando le condizioni per l'ammissibilità dei progetti all'assistenza finanziaria dell'Unione Europea.
- 4.22 In data 15 dicembre 2021, la Commissione Europea ha pubblicato una proposta per un nuovo quadro dell'Unione Europea per decarbonizzare i mercati del gas, promuovere l'idrogeno e ridurre le emissioni di metano. Tra gli obiettivi principali

- figurano la creazione di un mercato dell'idrogeno, la realizzazione di un contesto favorevole agli investimenti e la definizione delle condizioni per lo sviluppo di un'infrastruttura dedicata anche per gli scambi con i paesi terzi.
- 4.23 Nell'ambito del pacchetto di iniziative, la Commissione Europea ha altresì pubblicato una proposta legislativa in materia di riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia. La proposta prevede in particolare un nuovo quadro giuridico dell'Unione per garantire norme più rigorose in materia di misurazione, verifica e comunicazione delle emissioni di metano; le nuove norme imporranno alle imprese di misurare e quantificare alla fonte le emissioni di metano a livello di attività e di effettuare ricerche capillari per individuare e riparare le perdite di metano nelle attività che svolgono. La proposta vieta inoltre le pratiche di rilascio in atmosfera e combustione in torcia responsabili della fuoriuscita di metano nell'atmosfera, salvo in circostanze rigorosamente definite. Gli Stati membri dovranno inoltre elaborare piani di mitigazione, tenendo conto della mitigazione delle emissioni di metano e della misurazione del metano da miniere abbandonate e pozzi inattivi.
- 4.24 Per quanto riguarda le misure finalizzate a fronteggiare l'emergenza conseguente al conflitto tra Russia e Ucraina, la comunicazione della Commissione Europea del 8 marzo 2022 (REPower EU) delinea un quadro di iniziative per affrancare l'Europa dai combustibili fossili russi prima del 2030 e per rispondere all'aumento dei prezzi dell'energia in Europa e ricostituire le scorte di gas per il prossimo inverno. La comunicazione individua due aree di azione principali: misure per affrontare l'emergenza, e misure di medio-lungo periodo per eliminare la dipendenza dalle fonti fossili fornite dalla Russia, che includono, tra l'altro, la diversificazione degli approvvigionamenti di gas, grazie all'aumento delle importazioni da fornitori non russi e all'aumento dei volumi di produzione e di importazione di biometano e idrogeno rinnovabile.
- 4.25 In materia di aiuti di Stato, in data 23 marzo 2022 la Commissione Europea ha adottato un Quadro temporaneo (fino al 31 dicembre 2022, successivamente prorogato fino al 31 dicembre 2023) di crisi per gli aiuti di Stato a sostegno dell'economia nel contesto dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia, che prevede – nel rispetto dei principi di proporzionalità, ammissibilità e sostenibilità –, tre tipi di aiuti:
- a) aiuti di importo limitato;
  - b) sostegno alla liquidità sotto forma di garanzie statali e prestiti agevolati;
  - c) aiuti destinati a compensare i prezzi elevati dell'energia per le imprese, in particolare quelle energivore.
- 4.26 È attualmente in corso di valutazione degli Stati membri la proposta della Commissione Europea di trasformare l'attuale Quadro temporaneo in uno strumento a supporto della transizione verde dell'economia europea, ampliandone l'ambito di applicazione ed estendendone la durata fino al 31 dicembre 2025.

## 5. Quadro regolatorio

### Disposizioni generali

- 5.1 Con la deliberazione 660/2017/R/GAS, l’Autorità ha pubblicato il testo integrato sulle garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del Gnl (TIRG), che ha introdotto meccanismi di mercato basati su procedure ad asta per il conferimento agli utenti della capacità di rigassificazione (cfr. commi 5.5 e ss.).
- 5.2 Con la deliberazione 168/2019/R/GAS, l’Autorità ha definito i criteri di regolazione delle condizioni, anche economiche, di accesso e di erogazione dei servizi offerti mediante depositi di stoccaggio di Gnl e disposizioni in materia di separazione contabile per i servizi *small scale LNG* (SSLNG), in applicazione delle previsioni normative di cui agli articoli 9 e 10 del decreto legislativo 257/16.
- 5.3 Con la deliberazione 474/2019/R/GAS, l’Autorità ha stabilito i criteri per la determinazione delle tariffe di rigassificazione del Gnl (RTRG) per il quinto periodo di regolazione 2020-2023 (5PR GNL).
- 5.4 Con il Quadro Strategico 2022-2025, approvato con deliberazione 13 gennaio 2022, 2/2022/A, l’Autorità ha individuato alcuni specifici obiettivi per la regolazione tariffaria dei servizi infrastrutturali dell’energia, tra cui il servizio di rigassificazione del Gnl, tra i quali:
- accompagnare la transizione del vettore gas verso un livello di maggiore decarbonizzazione, tramite un coordinamento a livello europeo anche degli aspetti regolatori che hanno un impatto sulla sicurezza, al fine di garantire, accanto alla condivisione dei benefici delle misure per la sicurezza, che i costi siano ripartiti in maniera equa tra i cittadini europei;
  - definire criteri di riconoscimento dei costi per obiettivi di spesa e di servizio applicabili a tutti i servizi infrastrutturali (c.d. approccio ROSS).

### Approccio ROSS per la determinazione dei ricavi di riferimento

- 5.5 Con deliberazione 271/2021/R/COM, l’Autorità ha avviato un procedimento per la definizione di criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto da applicare a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas; nell’ambito di tale procedimento, l’Autorità ha ritenuto opportuno:
- prevedere che i criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto secondo le logiche ROSS-base siano applicati a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas a partire dal sesto periodo di regolazione, e che la concreta applicazione di tali criteri generali ai singoli servizi sia definita nell’ambito dei procedimenti specifici di fissazione dei criteri di regolazione per ciascun servizio infrastrutturale regolato dei settori elettrico e gas;
  - rinvviare a successive deliberazioni l’avvio dei successivi procedimenti specifici per servizio/settore in tema di *business plan*, prevedendo che l’approccio integrato ROSS sia applicato in modo completo in via prioritaria ai grandi operatori, in particolare al gestore del sistema di trasmissione dell’energia elettrica e all’impresa maggiore di trasporto del gas.

- 5.6 A tale deliberazione hanno fatto seguito i documenti per la consultazione 615/2021/R/COM nel quale sono state presentate le Linee guida per lo sviluppo della regolazione ROSS-base, 317/2022/R/COM e 655/2022/R/COM; per quanto riguarda il servizio di rigassificazione del Gnl:
- a) nel documento per la consultazione 615/2021/R/COM è stata sottoposta a valutazione l'ipotesi di non applicare l'approccio ROSS ai servizi di rigassificazione del Gnl e stoccaggio di gas naturale, in considerazione delle differenze di tali servizi rispetto ai servizi a rete;
  - b) nel documento per la consultazione 317/2022/R/COM si è ipotizzata una prima applicazione dei criteri ROSS-base-T per il periodo che si avvia dal 2024, ossia per il servizio di rigassificazione a partire dal 6PR GNL.

#### **Tasso di remunerazione del capitale**

- 5.7 Con la deliberazione 614/2021/R/COM l'Autorità ha approvato i "Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027 (TIWACC 2022-2027)".
- 5.8 Al comma 9.1 di tale deliberazione l'Autorità ha prospettato di procedere ad una revisione dei criteri di aggiornamento del coefficiente  $\beta^{asset}$  per tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, tramite uno specifico provvedimento, entro l'aggiornamento del WACC per il secondo sub-periodo. L'Autorità ha inoltre disposto che, nell'ambito di tale procedimento, siano stabilite le decorrenze applicative dei parametri  $\beta^{asset}$  definiti sulla base della nuova metodologia e che, nelle more del completamento di tale procedimento, sia valutata la possibilità di una proroga fino all'anno 2024 dei valori del  $\beta^{asset}$  in vigore dall'anno 2022 per i servizi le cui regolazioni specifiche di settore terminano la propria validità nell'anno 2023, tra cui figura il servizio di rigassificazione del Gnl.
- 5.9 Con la deliberazione 6 dicembre 2022, 654/2022/R/COM, l'Autorità ha confermato, per il 2023, i valori dei parametri del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, e i valori del *gearing* e del  $\beta^{asset}$  specifici per ciascun settore.

#### **Criteri di allocazione della capacità**

- 5.10 Il TIRG, all'articolo 5, disciplina i criteri per il conferimento del servizio di rigassificazione continuativo per singolo anno termico fino al venticinquesimo anno, prevedendo a tal fine l'adozione di meccanismi di mercato basati su procedure ad asta per l'allocazione agli utenti della capacità di rigassificazione. In aggiunta, è prevista l'allocazione anche per prodotti di durata pluriennale la cui estensione è definita con procedure contenute nei codici di rigassificazione. Infine, il comma 5.11 del TIRG prevede che, per la gestione delle procedure di conferimento della capacità, le imprese di rigassificazione possono accedere ai servizi offerti dal Gestore dei mercati energetici (GME).

- 5.11 Ai sensi del comma 7.1, lettera a), del TIRG, i prezzi di riserva per il conferimento della capacità di rigassificazione sono definiti sulla base di criteri stabiliti dall'Autorità nei casi in cui il fattore di copertura dei ricavi ( $FC_t^L$ ) di cui al successivo capitolo 19, calcolato con riferimento all'anno  $t$  cui si riferisce l'offerta di capacità, è maggiore di zero<sup>3</sup>. L'Autorità ha fissato i parametri di calcolo del prezzo di riserva per le procedure di conferimento delle capacità di rigassificazione con la deliberazione 29 marzo 2018, 186/2018/R/GAS.
- 5.12 Con le deliberazioni 1 giugno 2018, 308/2018/R/GAS, e 11 giugno 2019, 234/2019/R/GAS, l'Autorità è intervenuta con successive tarature dei parametri alla base del calcolo del prezzo di riserva, che hanno prodotto un progressivo allineamento delle condizioni di offerta con la domanda espressa dal mercato, anche sulla base di una accresciuta disponibilità di riferimenti di prezzo *forward* con maggiore profondità per il mercato internazionale del Gnl.
- 5.13 Con la successiva deliberazione 5 maggio 2020, 157/2020/R/GAS (di seguito: deliberazione 157/2020/R/GAS), l'Autorità ha aggiornato i criteri di determinazione dei prezzi di riserva per l'allocatione di capacità oltre il secondo anno termico rispetto a quello di conferimento, fino a quel momento risultata economicamente poco attrattiva, tenendo conto dei costi del servizio di rigassificazione presso i terminali europei e della stima di costo per l'accesso a capacità di rigassificazione di nuova realizzazione, coerentemente con gli obiettivi di minimizzazione degli oneri sostenuti dal sistema per l'applicazione del fattore di copertura dei ricavi e di promozione della liquidità del mercato del gas; con la medesima deliberazione l'Autorità ha previsto che le imprese di rigassificazione possano definire prezzi di riserva anche superiori a quelli sopra richiamati sino ad un massimo pari al corrispettivo tariffario.
- 5.14 Con la deliberazione 11 maggio 2021, 190/2021/R/GAS (di seguito: deliberazione 190/2021/R/GAS), l'Autorità ha nuovamente aggiornato i parametri di calcolo per la determinazione dei prezzi di riserva nelle procedure di allocatione della capacità di rigassificazione annuali e pluriannuali stabiliti con la deliberazione 157/2020/R/GAS, tenendo anche conto di un confronto a livello europeo dei costi associati al servizio di rigassificazione ulteriori a quelli della capacità di rigassificazione; in sintesi, i criteri di definizione del prezzo di riserva prevedono, ai fini del conferimento di capacità, che questo sia definito come il maggiore fra:
- un valore attribuibile alla capacità di rigassificazione tenendo conto delle quotazioni rilevanti di Gnl e gas, nonché dei costi da sostenere per l'utilizzo della capacità di rigassificazione, tra cui quelli per la capacità di trasporto;

---

<sup>3</sup> Tali prezzi sono adottati tenendo conto:

- dell'estensione temporale del conferimento;
- delle grandezze tariffarie, in particolare del corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di Gnl, di cui al comma 17.3;
- dei prezzi del gas e del Gnl;
- dei costi del servizio di rigassificazione in altri terminali europei;
- dei costi a carico dell'utente relativi all'applicazione delle componenti tariffarie variabili e fisse associate ai servizi di rigassificazione e trasporto;
- della possibilità di offrire la medesima capacità in aste successive in caso di mancato conferimento.

- b) un valore di riferimento della capacità di rigassificazione, determinato applicando uno sconto crescente con l'approssimarsi della data di consegna del Gnl, ai corrispettivi di capacità di rigassificazione determinati sulla base dei criteri tariffari; per la capacità oltre il secondo anno termico, tale valore aumenta in base allo scaglione di capacità offerto (risultando inferiore per i primi 12 slot annuali e maggiore per i successivi, che sono offerti a prezzi pari alla tariffa di rigassificazione).
- 5.15 Con la deliberazione 31 gennaio 2023, 28/2023/R/GAS, l'Autorità ha approvato la procedura di primo conferimento della capacità continuativa di rigassificazione proposta da Snam Rete Gas per il nuovo terminale che sarà localizzato, per i prossimi tre anni, nel porto di Piombino (cfr. successivo comma 6.7), prevedendo altresì dei meccanismi di sterilizzazione dei rischi derivanti dalla futura rilocalizzazione del terminale sia per il gestore del terminale sia per gli utenti del servizio di rigassificazione.

**Iniziative per fronteggiare le emergenze nei mercati del gas**

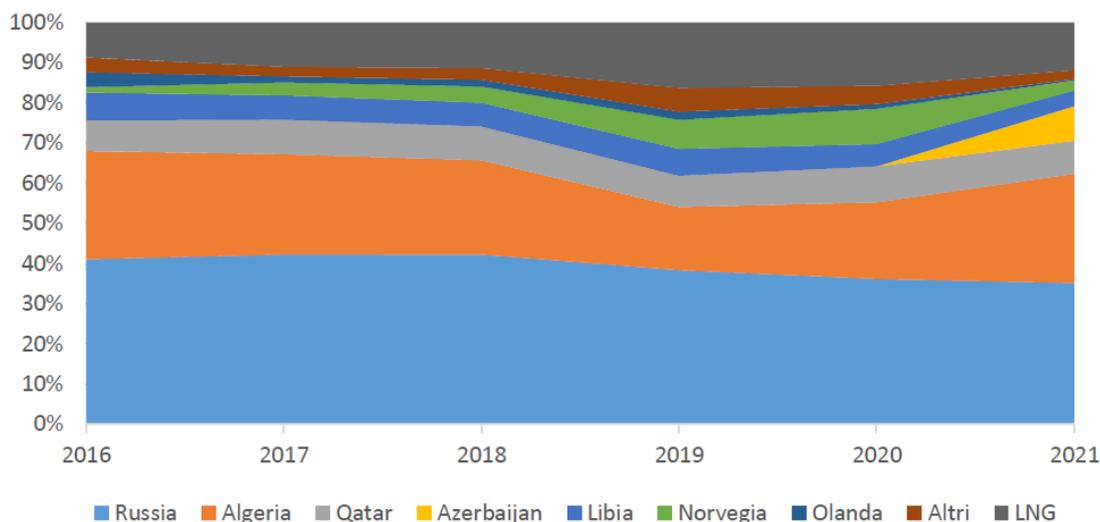
- 5.16 Già a partire dalla seconda metà del 2021, il contesto di mercato del gas naturale è stato caratterizzato da prezzi elevati e volatili, influenzati dalle dinamiche del mercato internazionale del Gnl e dalla convenienza del suo approvvigionamento per il mercato interno. Con la deliberazione 28 dicembre 2021, 632/2021/R/GAS (di seguito: deliberazione 632/2021/R/GAS), l'Autorità è intervenuta disponendo che, in relazione alle capacità di rigassificazione conferite successivamente all'adozione del provvedimento con consegna del Gnl entro il 31 marzo 2022 effettivamente utilizzate, i corrispettivi per il conferimento delle capacità di trasporto applicati alle imprese di rigassificazione e da queste ai propri utenti fossero posti pari a zero.
- 5.17 L'aumento dei prezzi è stato ulteriormente esacerbato dall'esplosione del conflitto tra Russia e Ucraina, unitamente alle incertezze derivanti dalla conseguente brusca diminuzione delle forniture di gas dalla Russia; pertanto, con la deliberazione 8 marzo 2022, 97/2022/R/GAS, l'Autorità ha adottato iniziative immediate e straordinarie finalizzate a incrementare le disponibilità di gas, in particolare favorendo l'ingresso di volumi aggiuntivi di gas naturale dai punti di interconnessione con sistemi di Paesi extraeuropei, e a favorire il riempimento degli stoccaggi nel breve termine. In particolare, con riferimento alle disposizioni connesse al servizio di rigassificazione del Gnl, è stata prevista l'estensione delle disposizioni di cui alla deliberazione 632/2021/R/GAS alle capacità di rigassificazione che prevedano la consegna del Gnl entro il 30 settembre 2022.
- 5.18 Con la deliberazione 11 maggio 2022, 190/2022/R/GAS (di seguito: deliberazione 190/2022/R/GAS), l'Autorità ha adottato urgentemente iniziative finalizzate ad incrementare le disponibilità di gas, prevedendo la possibilità di offrire prodotti di capacità pluriennali comprendenti anche l'anno termico 2022/2023 nell'ambito delle procedure di cui al comma 5.7 del TIRG.
- 5.19 Con la deliberazione 31 maggio 2022, 240/2022/R/GAS, l'Autorità ha ritenuto opportuno procedere ad un aggiornamento dei parametri di calcolo per la determinazione dei prezzi di riserva nelle procedure di allocazione della capacità

di rigassificazione stabiliti con la deliberazione 190/2021/R/GAS. Inoltre, la deliberazione ha disposto che i corrispettivi di assegnazione delle capacità di rigassificazione negoziati nell'ambito delle procedure di conferimento pluriannuali che si sono svolte entro il 31 luglio 2022 fossero inclusivi dei costi di trasporto.

## 6. Contesto di riferimento

- 6.1 Il servizio di rigassificazione del Gnl consiste nelle operazioni di scarico, stoccaggio, rigassificazione del Gnl e consegna di gas naturale al punto di entrata della rete di trasporto, effettuate tramite l'utilizzo dei terminali di rigassificazione di Gnl.
- 6.2 Il Gnl ricopre un ruolo di primo piano nel mercato del gas nazionale ed europeo, in quanto contribuisce alla sicurezza delle forniture, alla diversificazione e alla concorrenzialità delle fonti di approvvigionamento del gas. Come risulta dalla Figura 1, pubblicata nel Rapporto sul monitoraggio dei contratti di approvvigionamento destinati all'importazione di gas in Italia (cfr. in particolare il comma 3.3 della deliberazione 9 giugno 2022, 252/2022/I/GAS), con il quale l'Autorità ha esaminato i contratti di approvvigionamento destinati all'importazione del gas naturale in Italia, nel periodo 2016-2021 le importazioni di Gnl hanno costituito una quota relativamente costante dell'offerta complessiva di gas, come risulta dalla Figura 1 sotto riportata tratta dal sopra richiamato Rapporto di monitoraggio.

**Figura 1 - Importazioni di gas disaggregate per provenienza (%). Fonte: Rapporto ARERA (deliberazione 252/2022/I/GAS).**



- 6.3 Il ruolo del Gnl, tuttavia, si è notevolmente accresciuto nel 2022, in seguito al conflitto tra Russia e Ucraina, che ha imposto un ripensamento delle fonti di approvvigionamento del gas, e un ridimensionamento delle importazioni via gasdotto.

- 6.4 La capacità di importazione totale di Gnl dell'UE ammonta a circa 157 miliardi di metri cubi, pari a circa il 40% della domanda totale di gas dell'Unione. In aggiunta, diversi Stati membri, tra cui l'Italia, nel corso del 2022 hanno deciso di investire in ulteriore sviluppo della capacità di rigassificazione, per migliorare la sicurezza e la flessibilità del sistema gas.
- 6.5 Tra gennaio e novembre 2022, l'UE ha importato circa 120 miliardi di Smc di Gnl (circa il 22% delle importazioni totali), ben il 49% in più rispetto allo stesso periodo del 2021<sup>4</sup>. I principali esportatori di Gnl verso l'UE sono stati gli Stati Uniti<sup>5</sup> (29%), il Qatar (19%), l'Algeria (17%) e la Russia (13%)<sup>6</sup>.

### I terminali di rigassificazione del Gnl in esercizio

- 6.6 In Italia, attualmente, risultano in esercizio tre terminali di rigassificazione:
- il terminale di Panigaglia, della società GNL Italia S.p.A. (di seguito: GNL Italia), con una capacità di rigassificazione di 5,9 milioni di metri cubi liquidi/anno (pari a circa 3,7 miliardi di metri cubi/anno), offerta in regime regolato;
  - il terminale *offshore* di Rovigo, della società Terminale GNL Adriatico S.r.l. (di seguito: Adriatic LNG), con una capacità di rigassificazione di 14,7 milioni di metri cubi liquidi/anno (pari a circa 9 miliardi di metri cubi/anno); l'80% di tale capacità è soggetta al regime di esenzione dalla disciplina di accesso ai terzi (di seguito: esenzione) e il restante 20% è offerto in regime regolato;
  - il terminale *offshore* di Livorno, della società OLT Offshore LNG Toscana S.p.A. (di seguito: OLT), con una capacità di rigassificazione di 6,4 milioni di metri cubi liquidi/anno (pari a circa 3,8 miliardi di metri cubi/anno), offerta in regime regolato.

**Tabella 1 - Capacità di rigassificazione annuale e giornaliera**

	Capacità annuale 2023 [MSmc]	Capacità di rigassificazione massima giornaliera 2023 [MSmc/g]	Capacità di rigassificazione media giornaliera 2023* [MSmc/g]
GNL Italia	3.308	10,5	9,1
Adriatic LNG	9.000	24,7	24,7
OLT	3.814	15,0	10,4
<b>TOT</b>	<b>16.121</b>	<b>50,2</b>	<b>44,2</b>

\* La capacità media giornaliera tiene conto dei giorni stimati di operatività e delle eventuali prescrizioni normative.

<sup>4</sup> Fonte dei dati: Eurostat.

<sup>5</sup> Il 25 marzo 2022 l'UE e gli Stati Uniti hanno concordato un aumento delle esportazioni USA di Gnl di 15 miliardi di metri cubi rispetto al 2021, ed espresso interesse in un ulteriore aumento delle importazioni in futuro.

<sup>6</sup> Fonte dei dati: Eurostat.

6.7 A seguito del già citato decreto-legge 50/22, che ha disposto l'urgenza di intervenire con azioni volte ad incrementare la capacità di approvvigionamento di gas naturale italiana, attraverso l'utilizzo di unità FSRU da allacciare alla rete di trasporto esistente alla data di emanazione del decreto, nel corso del 2022, la società Snam Rete Gas S.p.A., che controlla Gnl Italia e OLT, ha finalizzato l'acquisto di due FSRU, da ormeggiare presumibilmente nel porto di Piombino e al largo delle coste di Ravenna. Le due FSRU hanno una capacità di rigassificazione pari a circa 5 miliardi di metri cubi/anno ciascuna. La FRSU di Piombino è prevista entrare in esercizio nel secondo trimestre dell'anno 2023 (indicativamente a maggio 2023).

### Utilizzo delle infrastrutture

6.8 In coerenza con gli andamenti riscontrati a livello europeo, anche a livello italiano si rileva un aumento delle importazioni di Gnl che, nel 2021, sono state pari a circa 9,8 miliardi di Smc, corrispondenti a circa il 13% delle importazioni complessive di gas naturale e, nel 2022, sono aumentate di circa il 47% rispetto all'anno precedente, per un totale di circa 14,2 miliardi di Smc (20% delle importazioni complessive di gas naturale), a fronte di importazioni di gas naturale sostanzialmente stabili (-0,3%) rispetto al 2021<sup>7</sup>. Per quanto riguarda i Paesi fornitori, come mostrato nella Tabella 2, la maggior parte delle importazioni di Gnl proviene da Qatar, Stati Uniti e Algeria. Gli Stati Uniti, in particolare, sono stati nel 2022 il secondo fornitore di Gnl in Italia, fornendo circa il 22% del Gnl importato; sono leggermente aumentate, dal 12% al 15% del totale, le forniture dall'Algeria. Le forniture dal Qatar, pur diminuite rispetto al 2021, nel 2022 rimangono le più consistenti (50% del totale del Gnl importato, rispetto al 75% del 2021)<sup>8</sup>.

**Tabella 2 - Importazioni di Gnl in Italia per Paese di provenienza (in milioni di metri cubi e in % sul totale del Gnl importato). Fonte dei dati: Eurostat.**

	TOTALE 2021 [Mmc]	2021 [%]	TOTALE 2022* [Mmc]	2022* [%]
<b>Qatar</b>	7.393	75%	6.446	50%
<b>Stati Uniti</b>	599	6%	2.805	22%
<b>Algeria</b>	1.157	12%	1.873	15%
<b>Egitto</b>	73	1%	396	3%
<b>Guinea Equatoriale</b>	0	0%	356	3%
<b>Spagna</b>	88	1%	251	2%
<b>Trinidad e Tobago</b>	173	2%	221	2%
<b>Russia</b>	0	0%	193	2%
<b>Angola</b>	0	0%	91	1%
<b>Nigeria</b>	339	3%	90	1%
<b>Oman</b>	0	0%	89	1%

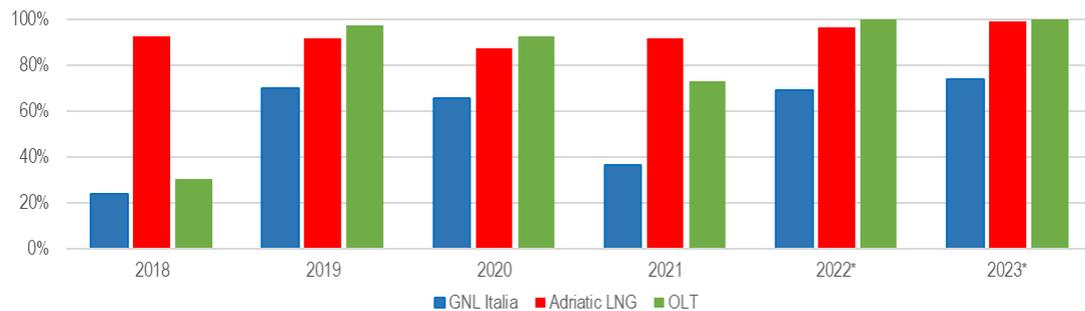
<sup>7</sup> Fonte dei dati: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica - Dipartimento Energia. Dati di preconsuntivo al netto dei transiti.

<sup>8</sup> Fonti dei dati: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e Eurostat.

*\*da gennaio a novembre 2022*

- 6.9 Come chiarito sopra (cfr. punti 5.10 e ss.) l’Autorità ha introdotto misure finalizzate sia a favorire un maggior utilizzo della capacità dei terminali esistenti (offerta di prodotti maggiormente flessibili, introduzione di procedure d’asta competitiva per una più corretta valorizzazione del servizio), sia a consentire ai terminali esistenti di offrire anche servizi collegati a nuovi impieghi di Gnl, di tipo SSLNG.
- 6.10 L’andamento del tasso medio di utilizzo dei terminali di rigassificazione (Figura 2) riflette il loro peso crescente per l’approvvigionamento di gas nel Paese: nell’anno 2022 il tasso di utilizzo medio dei tre terminali è stato dell’89% (69% per il terminale di Panigaglia e, rispettivamente, del 97% e 100% per i terminali Rovigo e di Livorno). Per il 2023 è previsto un ulteriore incremento del tasso di utilizzo per tutti i terminali considerati (prossimo al 100% per i terminali di Rovigo e Livorno, pari a circa il 74% per il terminale di Panigaglia).

**Figura 2: Tasso medio di conferimento della capacità disponibile dei terminali di rigassificazione**



*\* Dati non definitivi, che considerano la capacità finora allocata agli utenti.*

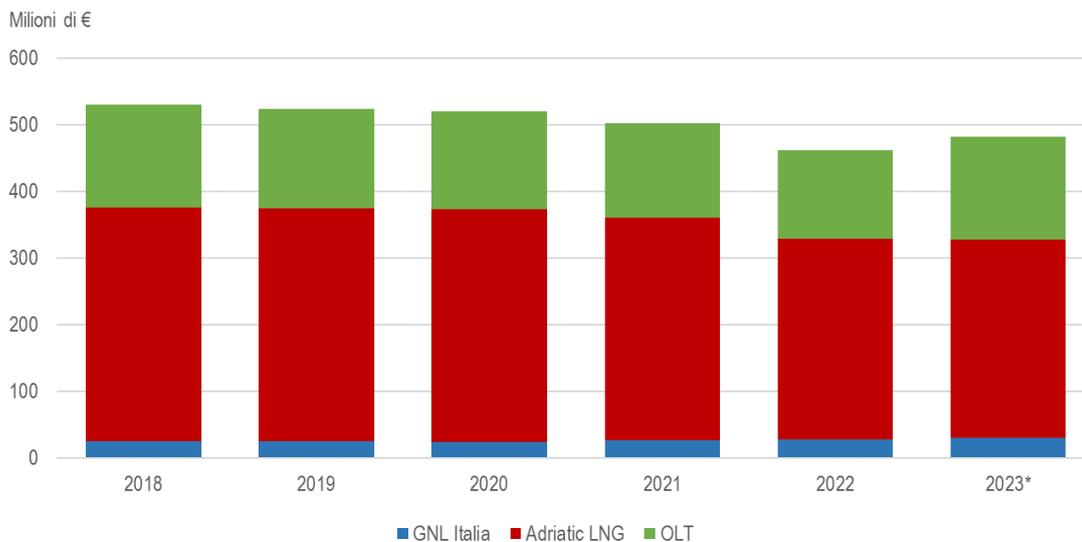
### **Il costo delle infrastrutture di rigassificazione del Gnl**

- 6.11 I ricavi riconosciuti ai gestori dei terminali rappresentano il costo del servizio di rigassificazione offerto suddiviso per gestore (Figura 3)<sup>9</sup>. Nella Figura si nota una generale diminuzione dei ricavi riconosciuti alle imprese di rigassificazione del

<sup>9</sup> Si ricorda che i criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti sono i medesimi sia per terminali in regime regolato sia per i terminali in regime di esenzione: in entrambi i casi, i ricavi riconosciuti sono determinati sulla base dei costi (di capitale e operativi) afferenti al servizio di rigassificazione. Sulla base di tali ricavi si determinano i corrispettivi tariffari  $C_{qs}$  (corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di Gnl) e  $C_{rs}$  (corrispettivo unitario per la copertura dei costi di ripristino) considerando la capacità tecnica complessiva del terminale. A partire dal 5<sup>o</sup> SPR GNL, si applicano anche i corrispettivi  $C_{CP}$  a copertura dei costi di natura monetaria associati ai consumi della catena di rigassificazione, e  $C_{ETS}$  a copertura dei costi relativi al sistema di *Emission Trading*. Giova ricordare che, per i terminali in regime di esenzione, la determinazione dei ricavi riconosciuti e la conseguente determinazione dei corrispettivi tariffari rileva esclusivamente ai fini della loro applicazione alla quota-parte di capacità non in regime di esenzione. Pertanto, nel caso del terminale della società Terminale GNL Adriatico S.r.l., soltanto il 20% dei ricavi riconosciuti complessivi è riconducibile alla capacità offerta in regime regolato.

Gnl, per effetto principalmente della dinamica di ammortamento delle infrastrutture di rigassificazione in esercizio (fatto salvo un incremento dei ricavi nel 2023 prevalentemente dovuto all'incremento dei costi energetici per il c.d. consumo di base dei terminali).

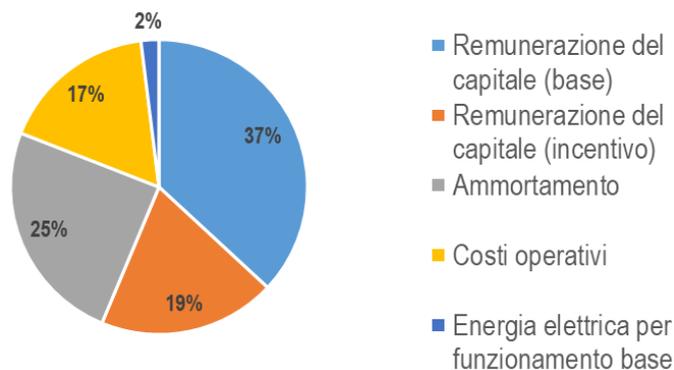
**Figura 3: Andamento dei ricavi riconosciuti per il servizio di rigassificazione, suddivisi per impresa, rideterminati sulla base dei dati patrimoniali di consuntivo**



\* Per il 2023 sono stati considerati i ricavi determinati sulla base dei dati di preconsuntivo.

6.12 Nella Figura 4 si riporta la scomposizione media delle voci di ricavo riconosciuto per il servizio di rigassificazione nel 5PR GNL.

**Figura 4: Scomposizione delle voci di ricavo riconosciuto per il servizio di rigassificazione nel 5PR GNL (2020-2023)**



\* Per il 2023 sono stati considerati i ricavi determinati sulla base dei dati di preconsuntivo.

6.13 Nel corso del 5PR GNL, il rapporto tra i ricavi riconosciuti (costi di capitale, costi operativi e costi dell'energia per il funzionamento di base; la voce non include i

costi variabili) e la capacità di rigassificazione disponibile, che può essere considerato come indicatore sintetico di costo del servizio di rigassificazione del Gnl, è risultato mediamente pari a circa 19,6 €/metro cubo liquido (corrispondenti a 3,1 €/MWh), in diminuzione rispetto a 21,3 €/metro cubo liquido nel 4PR GNL (3,3 €/MWh).

### **Copertura del costo delle infrastrutture**

- 6.14 In relazione alla strategicità per il Paese delle infrastrutture di rigassificazione, il sistema tariffario italiano prevede che una parte del loro costo possa essere socializzata<sup>10</sup> attraverso il c.d. fattore di copertura dei ricavi<sup>11</sup>; la quota del costo di tali infrastrutture che viene effettivamente socializzata dipende dal regime cui sono soggette (regolato o in esenzione) e dal loro grado di utilizzo e conseguenti ricavi effettivamente conseguiti dalle imprese.
- 6.15 Nel corso del 5PR GNL, per le capacità conferite dal 2020 al 2023, gli operatori hanno complessivamente ottenuto dagli utenti del servizio di rigassificazione un ricavo annuo pari mediamente a circa 127 milioni di euro<sup>12</sup>, cui si somma per il terminale *offshore* di Rovigo un ricavo *pro-forma* sulla capacità in regime di esenzione pari mediamente a circa 272 milioni di euro<sup>13</sup>.
- 6.16 In applicazione dei meccanismi di socializzazione del costo, la quota parte dei ricavi coperta dal fattore di copertura è recuperata mediante il ricorso alle risorse del “Conto oneri impianti di rigassificazione” alimentato dalla componente *CRV<sup>FG</sup>* di cui al comma 36.1, lettera, a), dell’Allegato A (RTTG) alla deliberazione 28 marzo 2019, 114/2019/R/GAS (di seguito: deliberazione 114/2019/R/GAS), e gestito dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (di seguito, anche: Cassa). Tale componente è stata mediamente pari a 42 milioni di euro/anno nel corso degli anni 2020-2022 del 5PR GNL (Figura 5). Come si può notare dalla Figura 5, l’incremento dei ricavi derivanti dalle procedure concorsuali ha comportato un minore ricorso al fattore di copertura dei ricavi, che nel 2022 è pari a zero. Di conseguenza, per il 2023 l’Autorità ha disposto, con deliberazione 30 giugno 2022, 295/2022/R/COM, che il corrispettivo *CRV<sup>FG</sup>* sia pari a zero.
- 6.17 In particolare, i dati relativi all’anno 2022 mostrano un forte aumento dei ricavi derivanti da allocazione della capacità tramite procedure concorsuali rispetto agli anni precedenti; per alcuni operatori, tali ricavi sono risultati superiori ai ricavi di riferimento riconosciuti dall’Autorità. I dati preliminari relativi all’anno 2023 mostrano una tendenza ancora in crescita dei ricavi derivanti dalle procedure concorsuali e, attualmente, necessità di ricorrere al fattore di copertura dei ricavi

---

<sup>10</sup> Per i nuovi terminali la socializzazione è subordinata al riconoscimento della strategicità dell’opera ai sensi dell’articolo 3 del decreto legislativo 93/11; si rimanda, inoltre, al punto 4.14 in cui si approfondisce quanto previsto dal decreto-legge 50/22.

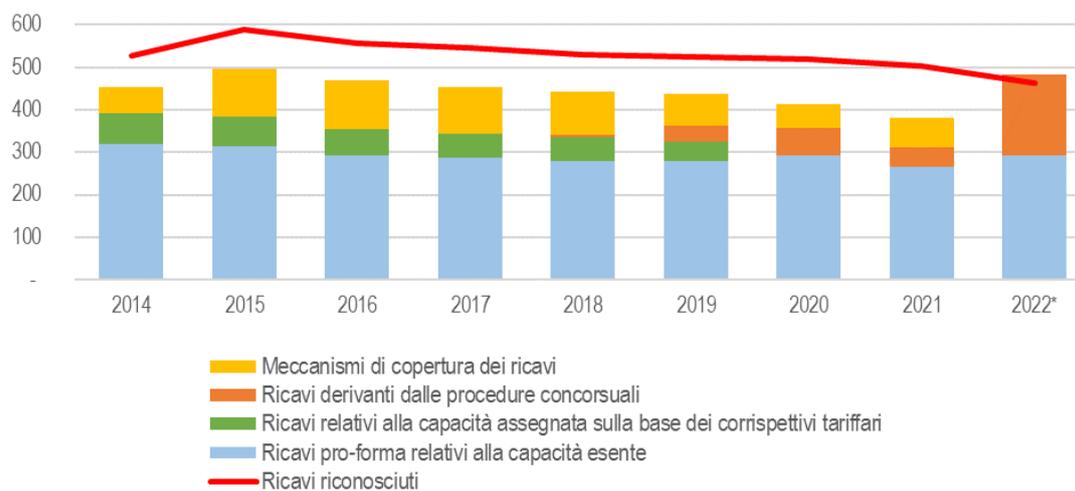
<sup>11</sup> Si veda il Capitolo 19.

<sup>12</sup> I dati del 2023 sono stimati sulla base della capacità finora allocata.

<sup>13</sup> Il ricavo *pro-forma* è stato determinato come prodotto tra la capacità in regime di esenzione e il corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di Gnl (*Cqs*) specifico del terminale.

per importi poco significativi, ferma restando la possibilità, tramite ulteriori allocazioni di capacità, che tale fabbisogno si riduca ulteriormente.

**Figura 5: Copertura dei ricavi riconosciuti (rideterminati con dati patrimoniali di consuntivo) per il servizio di rigassificazione (in milioni di euro).**



\* I ricavi derivanti dalle procedure concorsuali del 2022 non sono definitivi.

### **PARTE III**

## **CRITERI DI DETERMINAZIONE DEI RICAVI RICONOSCIUTI**

### **7. Ambito di applicazione della regolazione**

- 7.1 In continuità con l'attuale quadro regolatorio, i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione per il 6PR GNL si applicano alle imprese che erogano tale servizio mediante terminali di Gnl che:
- a) appartengono al sistema nazionale del gas come definito all'Articolo 2, comma 1, lettera ee), del decreto legislativo 164/00;
  - b) sono sottoposti alla disciplina generale di accesso e di erogazione del servizio di rigassificazione secondo le disposizioni contenute nel TIRG;
  - c) sono unità galleggianti di rigassificazione assimilate ai terminali di Gnl, in grado di immettere gas nella rete nazionale di gasdotti per almeno 320 giorni all'anno.
- 7.2 I criteri di regolazione tariffaria si applicano, in termini generali, anche ai terminali cui sia stata riconosciuta un'esenzione, per l'eventuale quota-parte di capacità in regime regolato. Per tali terminali, l'Autorità provvede alla determinazione dei ricavi di riferimento e dei corrispettivi tariffari unitari sulla base dei medesimi criteri previsti per la generalità dei terminali di rigassificazione. La capacità oggetto di esenzione, ai fini dell'applicazione dei meccanismi correttivi e perequativi, si considera interamente conferita sulla base dei corrispettivi regolati.
- 7.3 I criteri di regolazione tariffaria oggetto del presente documento, in coerenza con quanto disposto dall'Autorità con la deliberazione 168/2019/R/GAS, si applicano inoltre ai depositi di stoccaggio del Gnl considerati strategici (ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo 257/16) e dotati di impianti funzionali al processo di rigassificazione che consentono l'immissione di gas naturale nella rete di trasporto. Ai sensi del Testo Integrato dell'Unbundling Contabile (Allegato A alla deliberazione 137/2016/R/COM, TIUC), infatti, si intende attività di rigassificazione del Gnl sia quella effettuata tramite l'utilizzo dei terminali di rigassificazione, sia quella effettuata tramite l'utilizzo delle infrastrutture di stoccaggio di Gnl (di cui all'articolo 9 del decreto legislativo 257/16) dotate di impianti di vaporizzazione funzionali all'immissione di gas naturale nella rete di trasporto.

<i>S 2. Osservazioni in merito all'ambito di applicazione.</i>
--

### **8. Decorrenza e durata del periodo di regolazione**

- 8.1 In continuità con l'attuale durata del periodo regolatorio, e tenuto conto di quanto prospettato nel documento per la consultazione 655/2022/R/COM sui criteri di regolazione secondo l'approccio ROSS base, si ritiene opportuno confermare la durata del periodo di regolazione pari a 4 anni, decorrenti dal 1 gennaio 2024.

*S.3.Osservazioni in merito alla durata del periodo di regolazione.*

**9. Criteri di determinazione e articolazione dei ricavi di riferimento**

- 9.1 L'Autorità ritiene opportuno confermare per il 6PR GNL i criteri di determinazione dei ricavi di riferimento vigenti.
- 9.2 Al riguardo, tenuto conto che il procedimento avviato con la deliberazione 271/2021/R/COM in materia di metodi e criteri di regolazione tariffaria ROSS-base è, ancora in corso, si ritiene opportuno rimandare al prossimo periodo di regolazione (decorrente dal 2028) la valutazione sull'opportunità di estendere anche al servizio di rigassificazione del Gnl i criteri di riconoscimento dei costi basati sulla spesa totale tipici dell'approccio ROSS in modo da offrire certezza regolatoria agli operatori del servizio di rigassificazione del Gnl. Le tempistiche necessarie alla conclusione del procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM, infatti, appaiono di difficile conciliazione con la definizione dei corrispettivi regolati per i terminali di rigassificazione in esito al procedimento avviato con deliberazione 356/2022/R/GAS, in cui si inserisce il presente documento per la consultazione, in tempo utile per i conferimenti di capacità di rigassificazione per il prossimo anno termico. Peraltro, già nel documento di consultazione contenente le linee-guida sul ROSS-base (615/2021/R/COM)<sup>14</sup>, l'Autorità aveva prospettato la possibilità di non estendere l'applicazione dei criteri ROSS ai servizi di rigassificazione del Gnl e di stoccaggio del gas naturale, in ragione delle peculiarità di tali servizi rispetto ai servizi infrastrutturali a rete quali il servizio di trasporto e di distribuzione.
- 9.3 Si ritiene comunque opportuno, quando possibile, uniformare i criteri generali di riconoscimento dei costi di capitale e operativi con quelli comuni agli altri servizi infrastrutturali regolati, secondo quanto sarà disposto in esito al procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM.
- 9.4 Di conseguenza, l'Autorità intende prevedere che i ricavi di riferimento del servizio di rigassificazione del Gnl continuino ad essere articolati secondo le medesime quote di ricavo attualmente previste nel 5PR GNL, ossia delle quote a copertura di:
- a) remunerazione del capitale investito netto riconosciuto;
  - b) incentivi riconosciuti nei precedenti periodi di regolazione per lo sviluppo di nuova capacità di rigassificazione;
  - c) ammortamenti economico - tecnici;
  - d) costi operativi;
  - e) costi relativi al sistema di *Emission Trading*;
  - f) costi relativi all'energia elettrica per il funzionamento di base del terminale;

---

<sup>14</sup> Si veda in particolare il Capitolo 15 del documento, in cui si ritiene necessario valutare l'opportunità di circoscrivere il testo integrato dei criteri di determinazione del costo riconosciuto per i servizi infrastrutturali, escludendo i servizi di rigassificazione del Gnl e stoccaggio del gas.

- g) quantitativi di Gnl e/o di energia elettrica necessari a coprire gli autoconsumi e le perdite della catena di rigassificazione;
  - h) costi di ripristino.
- 9.5 In aggiunta alle componenti di ricavo di cui al precedente punto 9.4 l’Autorità intende altresì:
- a) confermare i criteri generali di copertura dei costi per autoconsumi e perdite della catena di rigassificazione mediante la definizione della quota percentuale  $Q_{CP}$ , precisando tuttavia che tale quota non è finalizzata a coprire né i costi di cui al precedente punto 9.4, lettera e), né i costi per il mantenimento in operatività ed integrità del terminale in caso di mancato utilizzo;
  - b) confermare i principi generali di determinazione e aggiornamento della componente di ricavo a copertura dei costi di ripristino, nonché di trattamento delle relative somme accantonate presso Cassa (cfr. successivo capitolo 15).

*S 4. Osservazioni in merito all’articolazione dei ricavi di riferimento e al posticipo dell’approccio ROSS-base per il servizio di rigassificazione del Gnl.*

## **10. Criteri di determinazione del capitale investito riconosciuto**

### **Criteri generali**

- 10.1 L’Autorità intende confermare il principio secondo cui il riconoscimento tariffario delle immobilizzazioni avviene a condizione che i relativi investimenti siano compatibili con l’efficienza e la sicurezza del sistema, e realizzati secondo criteri di economicità, procedendo, per il 6PR GNL, in continuità con i criteri vigenti.
- 10.2 L’Autorità conferma che, ai fini della determinazione del capitale investito riconosciuto ai fini regolatori, concorrano le seguenti poste:
- a) immobilizzazioni nette relative all’anno precedente all’anno tariffario;
  - b) capitale circolante netto;
  - c) poste rettificative del capitale.

### **Trattamento dell’inflazione**

- 10.3 L’Autorità intende confermare le modalità di aggiornamento del capitale investito riconosciuto sulla base del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall’Istat, e del costo operativo riconosciuto, sulla base del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall’Istat.
- 10.4 Per il 6PR GNL, l’Autorità intende prevedere che il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi e il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati siano determinati secondo le modalità definite in esito al procedimento avviato con

deliberazione 271/2021/R/COM. Nelle more della definizione di tali modalità, il deflatore e il tasso di inflazione saranno fissati in continuità con i criteri vigenti (in particolare, utilizzando la media dei quattro trimestri dell'anno precedente la proposta tariffaria per il deflatore e la media dei dodici mesi dell'anno precedente la proposta tariffaria per l'inflazione).

- 10.5 Eventuali scostamenti tra i tassi di variazione riconosciuti per l'anno tariffario  $t$  e i tassi di variazione calcolati come descritto al precedente punto 10.4 verranno presi in considerazione in sede di rideterminazione dei ricavi di riferimento per tener conto dei dati patrimoniali di consuntivo, nell'anno  $t+1$ .

#### **Determinazione delle immobilizzazioni nette riconosciute**

- 10.6 Ai fini della determinazione del valore delle immobilizzazioni nette riconosciute ai fini tariffari, l'Autorità intende confermare il criterio del costo storico rivalutato, con applicazione del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat.
- 10.7 In discontinuità con il 5PR GNL e nell'ottica di un allineamento dei criteri generali di riconoscimento dei costi tra i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, l'Autorità intende prevedere che anche per il servizio di rigassificazione del Gnl il valore del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat sia fissato secondo le modalità che verranno stabilite in esito al procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM.
- 10.8 Inoltre, l'Autorità intende confermare che alla definizione delle immobilizzazioni nette concorrano gli incrementi patrimoniali, valutati a costo storico, raggruppati nelle rispettive categorie di cespiti (cfr. successivo punto 10.22), al netto delle immobilizzazioni in corso, escludendo gli interessi passivi in corso d'opera eventualmente capitalizzati (IPCO) maturati nella fase successiva all'esercizio commerciale.
- 10.9 L'Autorità, in continuità con il 5PR GNL e considerando le caratteristiche del servizio di rigassificazione (che, una volta messa in esercizio l'infrastruttura, richiede di norma minori esigenze di investimenti rispetto ai servizi infrastrutturali a rete quali il trasporto del gas naturale), intende confermare l'esclusione delle immobilizzazioni in corso dalla determinazione del valore del capitale investito riconosciuto.
- 10.10 Inoltre, l'Autorità conferma la previsione di considerare, ai fini del calcolo del valore degli incrementi patrimoniali delle immobilizzazioni, e con riferimento agli incrementi patrimoniali realizzati dal 1 gennaio 2020, gli eventuali oneri di finanziamento capitalizzati maturati nella fase antecedente l'entrata in esercizio. Al riguardo, si ritiene inoltre opportuno confermare il tetto massimo agli interessi finanziari capitalizzabili in vigore nel 5PR GNL, per un valore non superiore a quello derivante dall'applicazione al valore degli investimenti in corso, per la rispettiva durata, di un tasso di interesse fissato e aggiornato ai sensi del TIWACC assumendo un rapporto tra capitale di debito e capitale proprio pari a 4.
- 10.11 Coerentemente con quanto disposto per il 5PR GNL, si conferma l'orientamento di considerare ai fini della determinazione delle immobilizzazioni nette

riconosciute nell'anno  $t$ , gli incrementi patrimoniali fino all'anno precedente ( $t-1$ ), sulla base dei dati di preconsuntivo relativi al medesimo anno  $t-1$ , confermando il *lag* regolatorio di un anno.

- 10.12 In considerazione del venire meno delle allocazioni di capacità di rigassificazione a tariffa regolata per effetto dei meccanismi di allocazione di cui al TIRG, l'Autorità intende superare il meccanismo perequativo vigente per la gestione degli scostamenti tra i ricavi determinati sulla base dei dati di preconsuntivo e quelli definiti sulla base dei dati di consuntivo (cfr. articolo 19 della RTRG 5PR GNL), prevedendo che i ricavi di riferimento rideterminati sulla base degli incrementi patrimoniali di consuntivo (e, per effetto dell'allineamento dei criteri di riconoscimento dei costi, sulla base del deflatore e dell'inflazione) siano considerati ai soli fini del calcolo del fattore di copertura dei ricavi.

### **Capitale circolante netto**

- 10.13 Per la determinazione del valore del capitale circolante netto da considerare ai fini del calcolo del capitale investito riconosciuto, si ritiene opportuno uniformare i criteri del 6PR GNL con quanto disposto per gli altri servizi infrastrutturali regolati, tenendo conto degli esiti del procedimento di cui alla deliberazione 271/2021/R/COM in relazione ai criteri di determinazione convenzionale in via parametrica di tale posta (cfr. documento per la consultazione 655/2022/R/COM).
- 10.14 Qualora l'Autorità confermi l'orientamento di individuare il criterio dimensionale nell'ambito della regolazione specifica di ciascun servizio (quindi in assenza di un criterio dimensionale comune a tutti i servizi regolati del settore energetico), si ritiene che possa essere confermato per il 6PR GNL il parametro attualmente vigente pari allo 0,8% del valore dell'attivo immobilizzato lordo (determinato al netto delle immobilizzazioni in corso, in coerenza con la previsione di cui al precedente punto 10.9).

### **Poste rettificative**

- 10.15 L'Autorità, in continuità con il 5PR GNL, è orientata a considerare i contributi in conto capitale erogati da soggetti pubblici o privati per la realizzazione delle infrastrutture e il fondo relativo al trattamento di fine rapporto come poste rettificative del capitale investito riconosciuto.

### **Riconoscimento del gas di riempimento e di raffreddamento**

- 10.16 L'Autorità è orientata a superare le attuali modalità di riconoscimento tariffario del c.d. gas di riempimento (ovverosia il gas utilizzato per il riempimento iniziale della condotta che collega il terminale sino al punto fisico di consegna del gas alla rete nazionale di gasdotti e il gas che costituisce il livello minimo di Gnl nei serbatoi necessario a garantire l'operatività del terminale) e del gas di raffreddamento, prevedendo che, in un'ottica di efficienza, le imprese di rigassificazione del Gnl si approvvigionino di tale gas mediante una gara pubblica di acquisto, i cui esiti costituiranno il valore oggetto di riconoscimento tariffario.

10.17 In alternativa, l’Autorità intende valutare l’opportunità di confermare il criterio di valorizzazione sulla base della media dei *System Average Price* (SAP, di cui all’articolo 1, comma 2, lettera o), dell’Allegato A alla deliberazione 16 giugno 2016, 312/2016/R/GAS, - TIB), al netto dei costi di trasporto, registrati nel periodo in cui il Gnl necessario al riempimento o al raffreddamento è stato conferito al terminale di rigassificazione.

#### **Aggiornamento del capitale investito riconosciuto**

10.18 Per il 6PR GNL, ai fini dell’aggiornamento annuale delle componenti di ricavo a copertura della remunerazione del capitale (in prima applicazione nel 2024 ai fini dell’aggiornamento per il 2025 delle componenti di ricavo a copertura della remunerazione del capitale), l’Autorità intende confermare i criteri vigenti, in base ai quali il capitale investito riconosciuto è aggiornato considerando:

- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall’Istat, determinato secondo quanto descritto al precedente comma 10.4;
- b) gli investimenti entrati in esercizio nel corso dell’anno di presentazione della proposta tariffaria, sulla base dei dati di preconsuntivo;
- c) i contributi in conto capitale ottenuti relativamente a detti investimenti;
- d) l’incremento del fondo di ammortamento sulla base delle durate convenzionali dei cespiti, nonché le alienazioni e le dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e per il completamento della vita utile convenzionale dei cespiti.

#### **Tasso di remunerazione**

10.19 Il tasso di remunerazione reale pre-tasse del capitale investito netto riconosciuto è determinato e aggiornato secondo i criteri di cui al TIWACC 2022-2027 (Allegato A alla deliberazione 614/2021/R/COM).

10.20 Per gli investimenti effettuati successivamente al 31 dicembre 2013 ed entro il 31 dicembre 2016 si intende confermare la misura di compensazione del *lag* regolatorio, introdotta per il 4PR GNL con deliberazione 8 ottobre 2013, 438/2013/R/GAS, secondo cui il valore del tasso di remunerazione è incrementato dell’1%.

10.21 Per quanto riguarda il trattamento delle immobilizzazioni in corso, si rimanda a quanto specificato al comma 10.10.

#### **Ammortamenti economico-tecnici**

10.22 L’Autorità intende confermare, nella sostanza, gli attuali criteri di determinazione degli ammortamenti economico-tecnici, sulla base della durata convenzionale tariffaria per ciascuna tipologia di cespiti come riportata nella Tabella 3.

**Tabella 3: Durata convenzionale tariffaria delle categorie di cespiti**

Categoria di cespiti	Durata convenzionale (anni)
Fabbricati	40
Condotte	50
Impianti di Gnl	25
Impianti <i>offshore</i> galleggianti	25
Immobilizzazioni materiali (macchine d'ufficio, automezzi, telefoni cellulari)	5
Altre immobilizzazioni materiali	10
Sistemi informativi e <i>software</i>	5
Immobilizzazioni immateriali	5
Misuratori	20
Gas di riempimento	-
Terreni	-

- 10.23 Si intende inoltre confermare la previsione secondo cui la durata convenzionale del cespite impianti *offshore* galleggianti può essere ridotta nel caso in cui sia dimostrata la minore vita utile tramite la presentazione di un'apposita certificazione da parte di un soggetto terzo e indipendente. In ogni caso la vita utile del cespite non può essere inferiore a 20 anni.
- 10.24 Inoltre, l'Autorità è orientata, in discontinuità con i criteri vigenti ma in coerenza con la regolazione tariffaria del servizio di stoccaggio gas - le cui infrastrutture hanno caratteristiche peculiari assimilabili a quelle del servizio di rigassificazione ma differenti dai servizi infrastrutturali a rete -, a determinare gli ammortamenti riconosciuti nell'anno  $t$  considerando gli incrementi patrimoniali fino all'anno precedente ( $t-1$ ), sulla base dei dati di preconsuntivo relativi al medesimo anno  $t-1$ , in luogo dell'anno  $t-2$ , come attualmente previsto. Ai fini dell'allineamento tra i due periodi regolatori (5PR GNL e 6PR GNL), nell'anno tariffario 2024 verrebbero dunque riconosciute due quote di ammortamento.

*S 5.Osservazioni in merito ai criteri di determinazione e aggiornamento dei costi di capitale.*

**Criteri di determinazione del costo operativo riconosciuto**

- 10.25 Per la determinazione del costo operativo riconosciuto per l'anno 2024, l'Autorità intende considerare i costi operativi effettivamente sostenuti dalle imprese di rigassificazione del Gnl nell'anno di riferimento, opportunamente corretti per tener conto dell'inflazione, e una quota parte dei maggiori o minori recuperi di produttività (intesi come differenza, positiva o negativa, tra il costo operativo riconosciuto e il costo operativo effettivo) conseguite nel corso del 5PR GNL lasciata in capo alle imprese di rigassificazione.
- 10.26 L'Autorità, per la determinazione delle tariffe per l'anno 2024, in continuità con il precedente periodo di regolazione, è orientata a fare riferimento ai costi effettivamente sostenuti dalle imprese di rigassificazione come risultanti dai bilanci certificati e dai conti separati presentati ai sensi del TIUC relativi all'ultimo esercizio disponibile al momento della presentazione delle proposte

tariffarie per l'anno 2024. Considerate le tempistiche di chiusura dell'attuale procedimento per la definizione dei criteri di regolazione per il 6PR GNL e, di conseguenza, le tempistiche per i procedimenti di approvazione delle proposte tariffarie per l'anno 2024, si ritiene che possano essere presi in considerazione i dati definitivi relativi all'esercizio 2021, già disponibili al momento della presentazione della proposta tariffaria.

10.27 L'Autorità intende inoltre prevedere che:

- a) qualora si riscontrassero significativi scostamenti in eccesso tra le voci di costo sostenute nell'anno 2021 e quelle sostenute negli anni precedenti, ove non chiaramente giustificati dall'impresa di rigassificazione, i costi operativi effettivi siano determinati sulla base di una media della specifica voce di costo negli anni 2019-2021, escludendo la quota parte di natura non ricorrente;
- b) dal computo dei costi operativi effettivi siano escluse le voci di costo di cui al comma 7.3 della RTRG in vigore per il 5PR GNL, nonché le eventuali ulteriori voci di costo escluse ai sensi dei criteri ROSS-base, in esito al procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM.

#### **Fissazione del livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2024**

10.28 Nella determinazione dei costi operativi riconosciuti nell'anno 2024, in coerenza con i precedenti periodi di regolazione, l'Autorità intende riconoscere alle imprese di rigassificazione una quota parte dei maggiori recuperi di produttività conseguiti rispetto agli obiettivi di recupero di efficienza fissati ad inizio del 5PR GNL, prevedendo la restituzione agli utenti del servizio di almeno il 50% di tali maggiori recuperi.

10.29 Pertanto:

- a) nel caso in cui nel corso del 5PR GNL siano state conseguite maggiori efficienze rispetto al percorso di efficientamento disposto dall'Autorità (e quindi i costi operativi effettivi relativi all'anno 2021 risultino inferiori ai costi operativi riconosciuti per il medesimo anno 2021, al netto della quota relativa alle maggiori efficienze realizzate negli anni precedenti), i costi operativi per l'anno 2024 siano determinati come somma dei costi operativi effettivi e una quota percentuale, pari al 50%, delle maggiori efficienze realizzate nel corso del 5PR GNL ( $PS4_{5PRGNL}$ ), opportunamente rivalutati per tener conto dell'inflazione;
- b) nel caso invece in cui le imprese non abbiano raggiunto gli obiettivi di efficientamento fissati dall'Autorità per il 5PR GNL (e quindi i costi operativi effettivi relativi all'anno 2021 risultino superiori ai costi operativi riconosciuti per il medesimo anno, al netto della quota relativa alle maggiori efficienze realizzate negli anni precedenti), il costo operativo riconosciuto sia determinato secondo il medesimo criterio di cui alla lettera precedente, con  $PS4_{5PRGNL}$  che assume valore negativo, tenendo opportunamente conto dell'inflazione.

### Aggiornamento dei costi operativi riconosciuti

- 10.30 La componente di ricavo a copertura dei costi operativi è aggiornata annualmente, nel corso del 6PR GNL, tenendo conto del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat (*RPI*), del tasso annuale prefissato di recupero di efficienza (*X-factor*) e di un ulteriore parametro di variazione dei costi riconosciuti che tiene conto di costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e a mutamenti del quadro normativo (parametro *Y*).
- 10.31 I dati relativi ai costi operativi sono aggiornati, per il 6PR GNL, sulla base del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, sulla base delle modalità descritte al precedente comma 10.4.

### Obiettivi di recupero di efficienza

- 10.32 Con riferimento all'*X-factor*, l'Autorità è orientata a definire un coefficiente di recupero di produttività distinto per impresa, determinato con il solo obiettivo di riassorbire nel corso del 6PR GNL la quota parte delle maggiori efficienze realizzate nel 5PR GNL (o eventuali maggiori costi effettivi rispetto a quelli riconosciuti) e incluse nel costo operativo del primo anno del periodo di regolazione. In particolare:
- per le imprese che hanno registrato costi operativi effettivi relativi all'anno 2021 inferiori rispetto ai costi operativi riconosciuti per l'anno 2021 (cfr. precedente punto 10.29, lettera a)), determinare il coefficiente di recupero di produttività in modo da riassorbire il valore di  $PSA_{5PRGNL}$  nel corso del 6PR GNL;
  - per le imprese che hanno registrato costi operativi effettivi relativi all'anno 2021 superiori rispetto ai costi operativi riconosciuti per l'anno 2021 (cfr. precedente punto 10.29, lettera b)), determinare il coefficiente di recupero di produttività in modo da riportare l'operatore ad un livello di costi efficienti (assunto pari al costo operativo riconosciuto nell'anno di riferimento 2021) nel corso del 6PR GNL.

### Parametro *Y*

- 10.33 Ai fini dell'aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti, l'Autorità intende confermare la possibilità per le imprese di rigassificazione già operative, e per le quali non sono più applicabili i criteri di riconoscimento dei costi operativi previsti per le nuove imprese, di richiedere l'attivazione del parametro *Y* per adeguare il livello del costo operativo riconosciuto in relazione a costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e a mutamenti del quadro normativo.
- 10.34 Ai fini della presentazione dell'istanza per l'attivazione del parametro *Y*, le imprese sono tenute a dimostrare che tali costi, come risultanti a consuntivo sulla base dei conti annuali separati, siano incrementali rispetto alle specifiche voci di costo effettivo considerate nell'anno base, nonché l'effettiva imprevedibilità ed eccezionalità degli eventi considerati o, con riferimento ai mutamenti normativi,

le eventuali attività già svolte e le ulteriori attività che si rendono necessarie in applicazione di detta nuova normativa.

- 10.35 In coerenza con gli esiti del procedimento di cui alla deliberazione 271/2021/R/COM (si veda, in particolare, quanto proposto nel documento per la consultazione 655/2022/R/COM), potrà essere valutata l'introduzione di una soglia percentuale di materialità per l'attivazione del parametro  $Y$ , da applicare al totale del costo operativo.

*S 6. Osservazioni in merito alla determinazione e all'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti.*

## **11. Costi relativi al sistema di *Emission Trading***

- 11.1 L'Autorità intende confermare, in termini generali, il meccanismo di riconoscimento dei costi per l'approvvigionamento dei titoli del sistema *Emission Trading* (di seguito: ETS) attualmente in vigore, prevedendo tuttavia una revisione del meccanismo di correzione annuale del valore riconosciuto, volto ad assicurare stabilità tariffaria e semplicità amministrativa.
- 11.2 Nel 5PR GNL l'Autorità ha introdotto un criterio specifico per il riconoscimento di tali costi, determinando un quantitativo standard su proposta dell'impresa di rigassificazione, basato su una variabile (*driver*), che dipende dai quantitativi di Gnl scaricati dall'utente del terminale, utilizzata per dimensionare il quantitativo di titoli ETS da riconoscere.
- 11.3 Il costo annuale riconosciuto è determinato come valorizzazione del quantitativo annuale, determinato sulla base del valore medio, registrato nell'ultimo anno disponibile, dei prezzi risultanti dalle aste pubbliche europee dei titoli ETS.
- 11.4 È previsto un meccanismo di correzione annuale del valore riconosciuto, per tener conto:
- a) dell'eventuale differenza tra il valore del *driver* di riferimento stimato per l'anno tariffario, e il valore a consuntivo del medesimo *driver*;
  - b) dell'eventuale differenza tra il valore medio dei prezzi ETS utilizzato ai fini della valorizzazione, e il valore medio effettivamente registrato nell'anno tariffario.
- 11.5 Nel periodo regolatorio vigente, il meccanismo di correzione annuale considera, tra i ricavi dell'anno  $t$ , gli scostamenti tra i ricavi effettivamente conseguiti nell'anno  $t-2$  dall'applicazione del corrispettivo  $C_{ETS}$  di cui al punto 17.7, lettera c), e i ricavi che sarebbero stati teoricamente conseguiti dall'applicazione di un corrispettivo *pro forma* rideterminato sulla base del prezzo dei titoli ETS registrato a consuntivo nel medesimo anno.
- 11.6 L'Autorità intende modificare il meccanismo di correzione, prevedendo uno specifico conguaglio della differenza tra il gettito effettivo associato al corrispettivo  $C_{ETS}$  (cfr. comma 17.7) e i ricavi rideterminati per tenere conto del

Gnl effettivamente scaricato e del prezzo medio registrato nell'anno tariffario. Per le modalità applicative di tale conguaglio si rimanda al successivo comma 14.1.

*S 7.Osservazioni in merito ai costi relativi al sistema di Emission Trading.*

## **12. Energia elettrica per il funzionamento di base del terminale**

- 12.1 L'Autorità intende confermare l'approccio secondo il quale la quota di ricavo a copertura dei costi relativi all'energia elettrica per il funzionamento di base del terminale è determinata in maniera differenziata per i terminali connessi alla rete elettrica, i cui consumi sono valorizzati secondo il prezzo medio dell'energia elettrica sui mercati a termine con consegna nell'anno tariffario di riferimento, e per i terminali non connessi alla rete elettrica, i cui consumi sono valorizzati secondo l'indice di prezzo medio dei prodotti a termine con consegna al PSV nell'anno tariffario di riferimento ( $t+1$ ) rilevato nell'M-GAS, al netto dei costi di trasporto.
- 12.2 Rispetto all'impostazione adottata per il 5PR GNL, l'Autorità intende tuttavia prevedere la facoltà, per l'impresa di rigassificazione, di includere nei ricavi di riferimento la quota di consumi di base del terminale all'inizio del periodo regolatorio e per tutta la durata del medesimo.
- 12.3 Inoltre, si ritiene opportuno introdurre delle semplificazioni nelle modalità di conguaglio degli scostamenti tra i costi riconosciuti e quelli effettivamente sostenuti, prevedendo che siano calcolati come segue:
- a) per i terminali connessi alla rete elettrica, come scostamento tra il prezzo medio dell'energia elettrica utilizzato ai fini della valorizzazione per l'anno  $t$  e il prezzo medio dell'energia elettrica registrato a consuntivo dall'impresa nell'anno tariffario;
  - b) per i terminali non connessi alla rete elettrica, come scostamento tra l'indice di prezzo medio dei prodotti a termine con consegna al PSV nell'anno  $t$  utilizzato ai fini tariffari (di cui al punto 12.1), e il prezzo medio registrato al PSV nell'anno  $t$ .
- 12.4 Tali scostamenti sono regolati con Cassa secondo quanto descritto al successivo comma 14.1.

## **13. Autoconsumi e perdite**

- 13.1 L'Autorità intende confermare l'attuale disciplina per la determinazione dei quantitativi riconosciuti a copertura degli autoconsumi, che prevede che le imprese di rigassificazione, con riferimento alle condizioni operative di funzionamento del terminale previste e, ove disponibili, ai dati storici, determinino:
- a) i quantitativi di Gnl necessari a coprire gli autoconsumi e le perdite della catena di rigassificazione;

- b) gli eventuali quantitativi di energia elettrica necessari a coprire i consumi della catena di rigassificazione.
- 13.2 I quantitativi di Gnl di cui al comma 13.1, lettera a), sono utilizzati ai fini della determinazione della componente  $Q_{CP}$  applicata come percentuale rispetto ai quantitativi di Gnl scaricati dagli utenti del terminale.
- 13.3 I quantitativi di energia elettrica di cui di cui al comma 13.1, lettera b), sono utilizzati ai fini della determinazione del corrispettivo unitario  $C_{CP}$ , espresso in €/metro cubo di Gnl liquido/anno. I quantitativi di energia elettrica sono valorizzati secondo il prezzo registrato a consuntivo nell'ultimo anno disponibile ( $t-2$ ) per i terminali connessi alla rete elettrica, e secondo il prezzo medio sui mercati a termine del gas con consegna nell'anno tariffario di riferimento per i terminali non connessi alla rete elettrica.
- 13.4 Rispetto all'impostazione adottata per il 5PR GNL, l'Autorità intende tuttavia introdurre delle semplificazioni nelle modalità di calcolo del conguaglio degli scostamenti tra i costi riconosciuti e quelli effettivamente sostenuti, prevedendo che sia calcolato come differenza tra il gettito riscosso associato al corrispettivo  $C_{CP}$  e quanto effettivamente speso per coprire i consumi e le perdite della catena di rigassificazione nell'anno tariffario, da regolare secondo le modalità indicate al successivo comma 14.1.
- 13.5 Si conferma infine la possibilità, qualora in corso d'anno la gestione degli scostamenti tra autoconsumi effettivi e il Gnl ottenuti in applicazione della componente  $Q_{CP}$  ai quantitativi di Gnl scaricati dagli utenti del terminale non sia compatibile con le condizioni tecnico-operative del terminale, che le imprese di rigassificazione possano vendere o acquistare i quantitativi di gas necessari, segnalandolo tempestivamente all'Autorità. Gli importi afferenti alla vendita o all'acquisto dei quantitativi di Gnl necessari sono regolati a valere sul "Conto oneri impianti di rigassificazione" in sede di conguaglio dei quantitativi di autoconsumi e perdite nell'anno successivo, ai sensi del successivo capitolo 14.

#### **14. Gestione degli scostamenti per ETS, energia elettrica di base, autoconsumi e perdite**

- 14.1 Nell'ottica di garantire stabilità tariffarie e semplicità amministrativa, l'Autorità ritiene opportuno rimuovere la previsione secondo cui gli scostamenti tra la valorizzazione *ex-ante* di ETS, energia elettrica di base, autoconsumi e perdite, e la valorizzazione sulla base dei prezzi effettivamente registrati nell'anno  $t$  siano riconosciuti a valere sulle stesse componenti tariffarie nell'anno  $t+2$ . Rispetto a tale impostazione, l'Autorità ritiene opportuno che le imprese procedano a compensare i conguagli direttamente con Cassa nell'anno  $t+1$ , dando evidenza di tali conguagli nell'ambito della modulistica relativa ai ricavi di riferimento rideterminati sulla base dei dati patrimoniali di consuntivo dell'anno precedente l'anno di presentazione della proposta tariffaria.

- 14.2 Eventuali esigenze di gettito legate a tali conguagli saranno gestite a valere sul “Conto oneri impianti di rigassificazione”, in sede di conguaglio dei quantitativi di autoconsumi e perdite nell’anno successivo.

*S 8.Osservazioni in merito al trattamento dell’energia elettrica per il funzionamento di base a degli autoconsumi.*

*S 9.Osservazioni in merito alla proposta di modifica di gestione dei conguagli.*

## **15. Costi di ripristino**

- 15.1 Con riferimento alla quota di ricavo a copertura dei costi di ripristino, si ritiene opportuno confermare i criteri attualmente vigenti, di cui agli Articoli 11 e 12 della RTRG 5PR GNL, ossia la sua determinazione per il primo anno del periodo di regolazione sulla base di una stima peritale dell’ammontare dei costi di ripristino eseguita da un soggetto terzo, al netto degli eventuali fondi già accantonati, divisa per il periodo residuo previsto di operatività del terminale.
- 15.2 Si intende inoltre confermare la possibilità, per le imprese di rigassificazione che hanno già presentato la stima peritale nei precedenti periodi di regolazione, di determinare la componente di ricavo a copertura dei costi di ripristino per l’anno 2024 come aggiornamento, mediante applicazione del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi applicato per la rivalutazione degli incrementi patrimoniali riconosciuti, della quota di ricavo a copertura dei costi di ripristino approvata per l’anno 2023.
- 15.3 La quota di ricavo a copertura dei costi di ripristino è aggiornata annualmente mediante il deflatore degli investimenti fissi lordi.

*S 10. Osservazioni in merito ai costi di ripristino.*

## **16. Criteri per la determinazione dei ricavi di riferimento per le nuove imprese del rigassificazione del Gnl**

- 16.1 Con riferimento ai nuovi terminali e ai terminali esistenti in seguito ad un potenziamento della loro capacità maggiore del 30%, l’Autorità intende confermare i criteri di determinazione dei ricavi di riferimento attualmente in vigore, validi anche in caso di esenzione dal regime di accesso di terzi, di cui all’Articolo 14 della RTRG in vigore nel 5PR GNL.
- 16.2 Tali criteri prevedono le seguenti peculiarità rispetto ai criteri previsti per la generalità dei terminali di rigassificazione:
- a) ai fini del calcolo dei ricavi di riferimento per il primo anno di effettiva erogazione del servizio di rigassificazione, il calcolo delle quote di ricavo annuo relative alla remunerazione del capitale investito netto e agli ammortamenti economico-tecnici, avviene sulla base del valore degli

incrementi patrimoniali relativi alle immobilizzazioni in esercizio presenti nel bilancio dell'esercizio dell'anno di presentazione della proposta tariffaria *t-1*, tenuto conto del deflatore degli investimenti fissi lordi;

- b) ai fini del calcolo della quota di ricavo riconducibile ai costi operativi, in continuità con i criteri vigenti:
  - i. per il primo anno di effettiva erogazione del servizio di rigassificazione, che tale quota sia proposta dalle imprese stimando i costi di un intero anno di esercizio del terminale e sottoposta a verifica dell'Autorità; tale proposta deve includere un rapporto che evidenzi che i costi sono sostenuti secondo criteri di efficienza, tramite, ad esempio un confronto con i costi di imprese simili, quando possibile, o attraverso l'evidenza di procedure di minimizzazione dei costi;
  - ii. per gli anni successivi all'inizio dell'erogazione del servizio, che tale quota sia determinata sulla base della stima proposta dalle imprese e, a decorrere dalla disponibilità di dati di consuntivo relativi ai costi operativi effettivi, sulla base dei dati desumibili da un bilancio rappresentativo di un intero anno di esercizio e dai conti separati presentati ai sensi del TIUC, fatta salva la compatibilità con i principi di economicità ed efficienza del servizio ai sensi di quanto previsto dalla regolazione vigente;
- c) l'aggiornamento, per i successivi anni del periodo regolatorio, della quota di ricavo riconducibile ai costi operativi, una volta determinata sulla base dei dati desumibili da un bilancio rappresentativo di un intero anno di esercizio, considerando un *X-factor* pari a zero;
- d) che, nel caso in cui l'erogazione del servizio sia avviata in corso d'anno, il valore dei ricavi riconosciuti sia riproporzionato in ragione dei giorni in cui il servizio viene reso effettivamente disponibile.

16.3 Inoltre, l'Autorità intende confermare la previsione secondo cui, ai fini del riconoscimento tariffario dei costi di investimento sostenuti, sia richiesta la presentazione all'Autorità di una analisi costi-benefici dell'investimento; qualora da tale analisi risulti un valore atteso dei benefici inferiore ai costi, l'Autorità ammette al riconoscimento tariffario gli investimenti nei limiti dei benefici quantificabili e monetizzabili, al fine di garantire la coerenza tra il livello di servizio reso e il livello di remunerazione riconosciuta.

16.4 L'Autorità intende inoltre prevedere un meccanismo di efficientamento dei costi operativi per i primi anni di esercizio, alla stregua di quanto previsto dalla deliberazione 12 marzo 2019, 90/2019/R/GAS per il riconoscimento dei costi operativi del nuovo operatore di stoccaggio esercente il giacimento di stoccaggio di Cornegliano Laudense. In particolare, si intende introdurre un meccanismo di simmetrica ripartizione tra gestore del terminale e utenti delle maggiori o minori efficienze realizzate dal gestore rispetto al costo operativo riconosciuto, determinato sulla base della stima di cui sopra.

16.5 Per la valorizzazione del gas di raffreddamento e di riempimento si rimanda a quanto illustrato nel precedente punto 10.16.

*S 11. Osservazioni in merito ai ricavi di riferimento per le nuove imprese di rigassificazione.*

## **PARTE IV**

### **CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI RIGASSIFICAZIONE DEL GNL E FATTORE DI COPERTURA DEI RICAVI**

#### **17. Corrispettivi per il servizio di rigassificazione**

- 17.1 L’Autorità intende confermare la struttura tariffaria a copertura dei costi sottostanti il servizio di rigassificazione e i criteri di determinazione dei corrispettivi unitari. Le modalità di applicazione di tali corrispettivi ai fini della definizione delle condizioni economiche di accesso alla capacità di rigassificazione, in continuità con il quadro regolatorio oggi vigente, sono disciplinate dal TIRG.
- 17.2 In particolare, la tariffa a copertura dei costi di natura fissa di ciascun terminale di rigassificazione è articolata in due corrispettivi unitari applicati entrambi alla capacità contrattuale: il corrispettivo *Cqs* e il corrispettivo *Crs*.
- 17.3 Il corrispettivo unitario *Cqs*, espresso in euro/metro cubo di Gnl liquido/anno, è pari al rapporto tra i ricavi di riferimento a copertura dei costi di capitale e operativi del servizio di rigassificazione del Gnl, al netto dei costi di ripristino, e la capacità tecnica del terminale.
- 17.4 Il corrispettivo unitario *Crs*, espresso in euro/metro cubo di Gnl liquido/anno, è pari al rapporto tra i ricavi per la copertura dei costi di ripristino e la capacità tecnica del terminale.
- 17.5 La capacità tecnica rilevante ai fini della determinazione dei corrispettivi unitari è definita come la capacità massima che il terminale può rendere disponibile in un anno, tenuto conto dei periodi di fermo per la manutenzione ordinaria dell’impianto.
- 17.6 Poiché, ai sensi del TIRG, tutta la capacità disponibile è allocata tramite procedure concorsuali, il corrispettivo unitario *Cqs* di impegno associato ai quantitativi contrattuali di Gnl rileva esclusivamente ai fini della determinazione del prezzo di riserva nell’ambito delle procedure concorsuali per l’allocazione della capacità di rigassificazione (cfr. comma 7.4 del TIRG).
- 17.7 Le imprese di rigassificazione applicano inoltre ai quantitativi di Gnl scaricati dall’utente del terminale, corrispettivi a copertura dei costi variabili di rigassificazione, quali:
- a) il coefficiente  $Q_{CP}$  a copertura degli autoconsumi e delle perdite della catena di rigassificazione, espresso in termini percentuali rispetto ai quantitativi di Gnl che si prevede saranno scaricati;
  - b) il corrispettivo unitario  $C_{CP}$  a copertura dei costi di natura monetaria associati ai consumi della catena di rigassificazione, espresso in euro/metro cubo di Gnl liquido/anno;
  - c) corrispettivo unitario  $C_{ETS}$  a copertura dei costi relativi al sistema di *Emission Trading*, espresso in euro/metro cubo di Gnl liquido/anno.

*S 12. Osservazioni in merito ai corrispettivi di accesso.*

**18. Ulteriori servizi**

- 18.1 L’Autorità intende confermare il principio secondo cui è facoltà dell’impresa di rigassificazione offrire in maniera non discriminatoria eventuali ulteriori servizi rispetto al servizio di rigassificazione, comunque nell’ambito della propria attività caratteristica, a condizioni economiche determinate sulla base dei costi sottostanti al servizio offerto. In tal caso, i costi relativi a tali servizi sono enucleati dai costi riconosciuti per il servizio di rigassificazione e non già compresi nei costi ammessi al riconoscimento tariffario.
- 18.2 Tra gli ulteriori servizi, rientrano anche:
- a) i servizi marittimi di rimorchio, pilotaggio e ormeggio, nella misura in cui i relativi costi non siano ricompresi nell’ambito del servizio di rigassificazione;
  - b) i servizi di flessibilità erogati ai sensi dell’articolo 12 del TIRG;
  - c) il servizio di *peak shaving* erogato ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 19 aprile 2013;
  - d) i servizi SSLNG che, coerentemente con le previsioni della deliberazione 168/2019/R/GAS, si configurano come servizi aggiuntivi rispetto a quello di rigassificazione del Gnl.
- 18.3 L’Autorità intende confermare, in generale, le disposizioni relative ai servizi SSLNG di cui alla deliberazione 168/2019/R/GAS e alla RTRG, e in particolare che:
- a) le condizioni economiche per l’erogazione dei servizi SSLNG siano definite dal gestore del servizio nel rispetto dei principi di trasparenza e parità di trattamento tra gli utenti, in modo da consentire la copertura dei costi (operativi e di capitale) incrementali direttamente riconducibili ai servizi SSLNG, nonché il conseguimento di un’adeguata redditività rispetto agli investimenti sostenuti;
  - b) con riferimento alle infrastrutture regolate che offrono, contestualmente al servizio di rigassificazione, anche servizi SSLNG, la copertura della quota parte dei costi comuni all’attività di rigassificazione e ai servizi SSLNG, riconducibili ai servizi SSLNG, avvenga in relazione alla modalità di gestione della capacità funzionale all’erogazione dei servizi SSLNG (distinguendo tra i casi in cui sia prevista o meno una capacità dedicata ai servizi SSLNG), secondo quanto attualmente disposto all’articolo 27 della RTRG;
  - c) il fattore di copertura dei ricavi si applica ai depositi di stoccaggio del Gnl di cui all’articolo 9 del decreto legislativo 257/16 dotati di impianti funzionali al processo di rigassificazione, relativamente al solo servizio di rigassificazione: (i) con le medesime modalità applicative del fattore di copertura dei ricavi di cui al successivo capitolo 19; (ii) con un livello di copertura determinato caso per caso dall’Autorità sulla base dell’analisi costi-benefici presentata dal gestore che dimostri l’utilità di tale infrastruttura per

il sistema del gas; (iii) con una durata pari a 4 anni decorrenti dal primo anno in cui è offerto il servizio di rigassificazione.

*S 13. Osservazioni in merito agli ulteriori servizi.*

## 19. Fattore di copertura dei ricavi

- 19.1 L'Autorità intende confermare che il diritto all'applicazione del fattore di copertura dei ricavi si applichi con riferimento alla capacità di rigassificazione di:
- terminali che hanno acquisito il diritto all'applicazione del fattore di garanzia, in conformità alla disciplina vigente nei precedenti periodi di regolazione<sup>15</sup>;
  - nuovi terminali di Gnl, o potenziamenti dei terminali esistenti, inclusi nell'elenco delle infrastrutture strategiche di cui all'articolo 3, del decreto legislativo 93/11 o comunque dichiarati strategici con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri o con atto normativo sovraordinato, incluse le infrastrutture di cui all'articolo 5, comma 1, del decreto-legge 50/22.
- 19.2 Il diritto all'applicazione del fattore di copertura dei ricavi è riconosciuto per una durata di 20 anni decorrenti dall'anno in cui l'impresa ha iniziato ad offrire il servizio di rigassificazione o dall'anno di prima applicazione del fattore di copertura (o fattore di garanzia, vale a dire dalla prima applicazione ai sensi della deliberazione 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08).
- 19.3 Alla luce delle mutate condizioni di mercato che hanno reso il settore del Gnl maggiormente attrattivo e competitivo (cfr. Capitolo 6), per il 6PR GNL l'Autorità ritiene opportuno ricomprendere, nell'ambito di applicazione del fattore di copertura dei ricavi, anche i casi in cui i ricavi effettivi siano pari o superiori ai ricavi di riferimento riconosciuti.
- 19.4 In particolare, si conferma che, nel caso in cui i ricavi effettivi conseguiti  $RL^{EF}$  siano inferiori alla quota parte dei ricavi soggetti a copertura, l'impresa di rigassificazione ha diritto a ricevere dalla Cassa un importo a titolo di fattore di copertura dei ricavi  $FC^L$  che, in continuità con il 5PRT, arriva a coprire una dei ricavi di riferimento ( $\alpha$  pari al massimo al 64%). Per il caso opposto, ossia qualora le imprese di rigassificazione che beneficiano del fattore di copertura dei ricavi conseguano ricavi effettivi  $RL^{EF}$  superiori alla somma del vincolo dei ricavi ammessi  $RL$ , l'Autorità ritiene opportuno prevedere che una quota parte, sempre pari ad  $\alpha$ , dell'eccedenza di tali ricavi venga restituita al sistema, tramite un corrispondente versamento alla Cassa.

---

<sup>15</sup> Ad oggi, sono titolari del fattore di copertura dei ricavi il terminale di Panigaglia, della società GNL Italia S.p.A., e del terminale *offshore* di Livorno, della società OLT Offshore LNG Toscana S.p.A.; anche il terminale di Rovigo, gestito dalla società Terminale GNL Adriatico S.r.l., è formalmente titolare del fattore di copertura dei ricavi, benché l'esenzione sull'80% della capacità del terminale ne determina di fatto l'inapplicabilità.

- 19.5 Di conseguenza, il fattore di copertura dei ricavi verrebbe riconosciuto secondo la seguente formula:

$$FC_t^L = \begin{cases} se \alpha RL_t > RL_t^{EF}, & \alpha \left[ (RL_t - \frac{1}{3} RL_{INC,t}) + \gamma \cdot \frac{1}{3} RL_{INC,t} \right] - RL_t^{EF} \\ se \alpha RL_t \leq RL_t^{EF} \leq RL_t, & 0 \\ se RL_t^{EF} > RL_t, & \alpha (RL_t - RL_t^{EF}) \end{cases}$$

- 19.6 Come ricordato al comma 4.14, i nuovi terminali di cui all'articolo 5, comma 1, del decreto-legge 50/22, beneficiano, ai sensi del comma 8 del medesimo articolo 5, di un fondo per la quota eccedente l'applicazione del fattore di copertura dei ricavi, pari a 30 milioni di euro per ciascuno degli anni dal 2024 al 2043. Il decreto dispone che l'importo residuo del fondo contribuisca alla copertura dei ricavi riconosciuti al servizio di rigassificazione e che i criteri di accesso e le modalità di impiego del fondo siano definiti con decreto del Ministero dell'economia e delle finanze. Nelle more della pubblicazione di tale decreto, pertanto, l'Autorità non dispone di leve per l'impiego del suddetto fondo.
- 19.7 In ogni caso, l'Autorità ritiene opportuno prevedere che, qualora le necessità di copertura dei ricavi dei nuovi terminali non esaurisca il fondo, gli accantonamenti residui siano destinati al "Conto oneri impianti di rigassificazione" istituito presso la Cassa, per le contingenti o future esigenze di copertura dei fattori di copertura di tutti i terminali, riducendo quindi le necessità di prelievo attraverso la componente  $CRV_{FG}$ .

<i>S 14. Osservazioni in merito al fattore di copertura dei ricavi.</i>
---