

**DELIBERAZIONE 11 MAGGIO 2021**

**189/2021/R/GAS**

**APPROVAZIONE DEL DOCUMENTO “PROJECT PROPOSAL OF TAP, SRG AND DESFA FOR THE 2019 INCREMENTAL CAPACITY PROCESS” E MODIFICHE ALLA DELIBERAZIONE DELL’AUTORITÀ 137/02**

**L’AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA  
RETI E AMBIENTE**

Nella 1157<sup>a</sup> riunione del 11 maggio 2021

**VISTI:**

- la Direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009;
- la Direttiva (UE) 2019/692 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2019;
- il Regolamento 715/2009/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009;
- il Regolamento (UE) 312/2014 della Commissione, del 26 marzo 2014 (di seguito: BAL NC);
- il Regolamento (UE) 2017/459 della Commissione, del 16 marzo 2017 (di seguito: CAM NC);
- il Regolamento (UE) 2017/460 della Commissione, del 16 marzo 2017 (di seguito: TAR NC);
- il Regolamento 2019/942/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019;
- la decisione della Commissione europea, del 16 maggio 2013, recante “*Exemption of Trans Adriatic Pipeline from the requirements on third party access, tariff regulation and ownership unbundling laid down in Articles 9, 32, 41(6), 41(8) and 41(10) of Directive 2009/73/EC*” (prot. Autorità 019040, del 23 maggio 2013, di seguito: decisione della Commissione europea del 16 maggio 2013);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95);
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo 164/00);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239, come successivamente modificata e integrata (di seguito: legge 239/04);
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 e successive modificazioni;

- il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 13 marzo 2013, recante la concessione di un'esenzione dalla disciplina di accesso ai terzi a favore della società TAP AG (di seguito: decreto di esenzione del 13 marzo 2013);
- il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 25 giugno 2013, recante l'integrazione delle richieste della Commissione europea relativamente alla concessione dell'esenzione dalla disciplina di accesso ai terzi a favore di TAP AG (di seguito: decreto di esenzione del 25 giugno 2013);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 17 luglio 2002, n. 137 e s.m.i. (di seguito: deliberazione 137/02), recante "Adozione di garanzie di libero accesso al servizio di trasporto del gas naturale e di norme per la predisposizione dei codici di rete";
- la deliberazione dell'Autorità 19 aprile 2012, 151/2012/R/gas, recante "Approvazione delle linee guida per la gestione e l'allocazione della capacità per il progetto presentato dalla società TAP AG, in base all'articolo 36.6, della Direttiva 2009/73/EC";
- la deliberazione dell'Autorità 28 febbraio 2013, 78/2013/R/gas (di seguito: deliberazione 78/2013/R/gas), recante "Adozione dell'*Energy Regulators Joint Opinion on TAP AG's Exemption Application*, ai sensi del comma 3.4 delle linee guida dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas approvate con deliberazione 151/2012/R/gas" (di seguito: *Joint Opinion*);
- la deliberazione dell'Autorità 6 giugno 2013, 249/2013/R/gas (di seguito: deliberazione 249/2013/R/gas), recante "Recepimento delle integrazioni richieste dalla Commissione Europea in merito all'*Energy Regulators Joint Opinion on TAP AG'S Exemption Application*, adottata con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 78/2013/R/gas" e il relativo Allegato, costituito dal Paragrafo 4 della *Joint Opinion* come emendata dalla deliberazione 249/2013R/gas (di seguito: *Final Joint Opinion*);
- la deliberazione dell'Autorità 7 novembre 2013, 495/2013/R/gas (di seguito: deliberazione 495/2013/R/gas), recante "Verifica e approvazione della metodologia tariffaria predisposta da TAP AG secondo la *Final Joint Opinion* relativa al procedimento di esenzione per il gasdotto TAP";
- la deliberazione dell'Autorità 13 marzo 2014, 104/2014/R/gas recante "Emanazione delle Linee guida per la gestione e l'allocazione della capacità (*First Booking Phase*) secondo la *Final Joint Opinion* relativa al procedimento di esenzione per il gasdotto TAP";
- la deliberazione dell'Autorità 14 marzo 2014, 112/2014/R/gas "Verifica e approvazione della *Booking Phase Notice* predisposta da TAP AG, recante la procedura per l'allocazione della capacità sul gasdotto TAP, in conformità alle Linee guida approvate con deliberazione dell'Autorità 104/2014/R/gas";
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2016, 542/2016/R/gas (di seguito: deliberazione 542/2016/R/gas) recante "Disposizioni in materia di allocazione della capacità di trasporto, in ordine alla specificazione dell'unità di misura della medesima capacità";

- la deliberazione dell’Autorità 6 dicembre 2018, 639/2018/R/com (di seguito: deliberazione 639/2018/R/com);
- la deliberazione dell’Autorità 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas e il relativo Allegato A e s.m.i. (di seguito: RTTG);
- la deliberazione dell’Autorità 18 giugno 2019, 245/2019/R/gas (di seguito: deliberazione 245/2019/R/gas) recante “Aggiornamento della regolazione in materia di accesso alla rete nazionale dei gasdotti ai sensi del regolamento (UE) n. 2017/459 della commissione del 16 marzo 2017”;
- la deliberazione dell’Autorità 25 giugno 2019, 267/2019/R/gas (di seguito: deliberazione 267/2019/R/gas) recante “Approvazione della procedura per il market test proposta dalla società TAP AG”;
- la deliberazione dell’Autorità 16 giugno 2020, 218/2020/R/gas (di seguito: deliberazione 218/2020/R/gas) recante “Approvazione del TAP *Network Code*”
- la deliberazione dell’Autorità 10 novembre 2020, 453/2020/R/gas (di seguito: deliberazione 453/2020/R/gas) recante “Approvazione delle proposte relative all’allocazione di capacità concorrente e alla ripartizione del premio d’asta presentate dalle società Snam Rete Gas S.p.A. e TAP AG”;
- la lettera della società TAP AG trasmessa il 30 marzo 2021, prot. Autorità 14627/2021 (di seguito: lettera 30 marzo 2021) recante “*Project Proposal of TAP, SRG and DESFA for the 2019 incremental capacity process*” (di seguito: “Project Proposal”);
- la lettera della società Snam Rete Gas (di seguito: SRG o impresa di trasporto) trasmessa il 30 marzo 2021 (prot. Autorità 14680/2021) recante “Proposta di Progetto di capacità incrementale ai sensi del Regolamento UE 2017/459 art. 28, comma 1”.

**CONSIDERATO CHE:**

- ai sensi dell’articolo 24, comma 5, del decreto legislativo 164/00, l’Autorità regola i servizi di trasporto e di dispacciamento del gas naturale, al fine di garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, nonché la massima imparzialità e la neutralità nell’erogazione dei medesimi servizi;
- con decreti del 13 marzo 2013 e 25 giugno 2013, il Ministero dello sviluppo economico ha concesso un’esonero dalla disciplina di accesso ai terzi a favore della società TAP AG, richiamando le condizioni fissate dall’Autorità nella *Final Joint Opinion*;
- il paragrafo 4.1 della *Final Joint Opinion* ha subordinato il rilascio dell’esonero al rispetto di alcune condizioni, tra le altre che TAP AG esegua un *Market Test* prima dell’inizio delle consegne di gas, con l’obiettivo di offrire a tutti i soggetti interessati capacità incrementale fino al raggiungimento della massima possibilità di espansione del gasdotto (c.d. *Expansion Capacity*);

- il *Market Test*, di cui al precedente alinea, deve essere svolto secondo linee guida approvate congiuntamente dalle Autorità di regolazione dell'energia italiana (ARERA), greca (RAE) e albanese (ERE) (di seguito: le Autorità);
- con deliberazione 267/2019/R/gas le Autorità hanno approvato, congiuntamente le “*Guidelines for the 2019 Market Test of Trans Adriatic Pipeline*” (di seguito: *Market Test Guidelines*) presentate dalla società TAP AG con lettera 14 giugno 2019.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- il CAM NC, approvato alcuni anni dopo la *Final Joint Opinion*, prevede che i TSO (*Transmission System Operators*) svolgano un procedimento coordinato per l'offerta di capacità incrementale ai punti di interconnessione con paesi dell'Unione europea e che tale procedimento abbia inizio in corrispondenza dello svolgimento delle aste annuali di capacità previste dallo stesso CAM NC il primo lunedì di luglio almeno in tutti gli anni dispari;
- la società TAP AG ha avviato un processo di coordinamento con i TSO adiacenti in modo che l'espansione di TAP sia coerente con l'espansione dei corrispondenti punti di interconnessione;
- le *Market Test Guidelines* allineano, per quanto possibile, le previsioni della *Final Joint Opinion* con le previsioni del nuovo CAM NC;
- in linea con le sopra richiamate disposizioni, il 1 luglio 2019 TAP AG ha avviato la fase non vincolante del processo di *Incremental Capacity* per TAP, in coordinamento con i TSO italiano e greco, rispettivamente SRG e DESFA. I tre TSO hanno ricevuto domande non vincolanti e hanno congiuntamente pubblicato il 21 ottobre 2019 il *Demand Assessment Report* (DAR), concludendo che le indicazioni ricevute fossero sufficienti a proseguire con le fasi successive del progetto di capacità incrementale;
- nel mese di gennaio 2020, SRG, DESFA e TAP, conformemente all'Articolo 27 (3) del CAM NC, hanno avviato una consultazione pubblica su una bozza di progetto di capacità incrementale con l'obiettivo di soddisfare per quanto possibile le richieste non vincolanti ricevute; hanno risposto alla consultazione tre soggetti;
- a seguito della finalizzazione del progetto di capacità incrementale, con lettera 30 marzo 2021 SRG, DESFA and TAP hanno trasmesso a ARERA, ERE e RAE il documento “*Project Proposal of TAP, SRG and DESFA for the 2019 incremental capacity process*” per approvazione (*Annex B* al presente provvedimento);
- la proposta prevede:
  - *Descrizione del progetto*: l'aumento di capacità di trasporto lungo tutto il percorso, da Kipoi a Melendugno, attraverso l'installazione di stazioni di compressione aggiuntive e di un incremento della corrispondente capacità disponibile ai punti di interconnessione tra TAP ed i sistemi confinanti. Per la parte italiana, l'attuale capacità disponibile esistente al punto di interconnessione di Melendugno in ingresso eccede quella in uscita del

- gasdotto TAP e pertanto l'espansione del sistema italiano si rende necessaria solo nel caso che le richieste di capacità vincolanti raggiungano il livello massimo di quelli descritti al punto successivo. In tale evenienza è necessaria la costruzione di una nuova stazione di compressione a Sulmona, l'adeguamento dell'impianto di regolazione e misura di Melendugno e la posa di un nuovo tubo di 425 km per il potenziamento della linea adriatica.
- *Livelli di offerta*: lo sviluppo di tre possibili livelli di offerta definiti “*limited, partial e full expansion*” pari a 44,8 / 110,9 / 204,7 GWh/g in aggiunta agli esistenti 350 GWh/g. Al fine di massimizzare l'offerta di prodotti *bundled*, ai suddetti livelli di offerta di capacità al punto di *entry* del gasdotto (Kipoi), corrispondono tre livelli di offerta (che includono la capacità già disponibile e non conferita) al punto di interconnessione con il sistema italiano (Melendugno) pari a: 48,5 / 167,7 / 261,1 GWh/g, in aggiunta agli esistenti 302,5 GWh/g.
  - *Metodo di allocazione*: l'utilizzo del c.d. “metodo alternativo di allocazione”, previsto dall'Articolo 30 del CAM NC, che consiste nella possibilità di presentare offerte vincolanti per un orizzonte temporale esteso ad un massimo di 20 anni (anziché 15) e condizionate alla acquisizione di capacità (i) su più punti di interconnessione (ii) per un numero minimo di anni (iii) per un quantitativo minimo. Le offerte sono disposte in ordine decrescente in relazione al loro *Net Present Value* (NPV) e pertanto sono favorite quelle con durata maggiore e che collegano più punti di interconnessione. L'investimento viene realizzato se esiste almeno un'offerta della durata minima di 5 anni e se il test economico di cui all'art. 22 del CAM NC ha esito positivo.
  - *Parametri economici*: all'interno della *Project Proposal* sono descritti i parametri economici per ciascun TSO. Il test economico è svolto in maniera indipendente per ciascuno di essi e gli investimenti sono realizzati se ha esito positivo su entrambi i lati di un punto di interconnessione per almeno un livello di offerta. Per quanto riguarda SRG, la tariffa al punto di entrata di Melendugno è calcolata, per il primo anno in cui la capacità è resa disponibile e ai fini del test economico, in funzione dell'investimento atteso; in coerenza con l'approccio tariffario adottato per il conferimento di capacità sul punto, la tariffa è di tipo variabile e aggiornata per gli anni successivi coerentemente con i criteri generali di regolazione tariffaria di cui alla RTTG; ai fini della stima per gli anni successivi, SRG ha ipotizzato un aggiornamento annuale secondo il valore di inflazione ad oggi utilizzato per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito, pari a 1,7%, di cui alla deliberazione 639/2018/R/com. Il valore della tariffa per il primo anno di esercizio e per i tre livelli di offerta è pari rispettivamente a 2,15 - 2,06 - 2,12 €/anno/Smc/giorno. Nel terzo livello di offerta (l'unico che prevede un investimento aggiuntivo sulla rete di trasporto italiana, stimato pari a 1,53 miliardi di euro), è applicato un *mandatory minimum premium* pari a 3,8 €/anno/Smc/giorno, che si somma alla tariffa di

- riferimento. Tale valore è stato determinato sulla base di un *f-factor* pari a 1. Per TAP, la tariffa segue i criteri già approvati con deliberazione nel TAP *Tariff Code*, pertanto i valori riportati nella *Project Proposal* rappresentano il tetto massimo della tariffa base che sarà applicato ai tre livelli di offerta;
- *Timeline*: il calendario della fase vincolante è descritto al paragrafo D della proposta e prevede che l'avviso di cui l'Articolo 28.3 del CAM NC di inizio della procedura sia pubblicato il 17 maggio 2021 e che l'allocazione vincolante della capacità avvenga entro il 31 agosto 2021. La capacità è resa disponibile in un periodo variabile tra il 2025 e il 2027, in funzione del livello di offerta e del punto di interconnessione.
  - *Condizioni contrattuali*: le regole e le condizioni generali di partecipazione alla fase vincolante e di allocazione della capacità sono quelle già previste nei codici di rete dei singoli TSO.

**CONSIDERATO CHE:**

- ai sensi dell'Articolo 28 del CAM NC, entro sei mesi dal ricevimento della proposta di progetto, le autorità nazionali di regolamentazione pubblicano decisioni motivate e coordinate sulla proposta;
- a tale fine ARERA, ERE e RAE hanno elaborato un documento congiunto (*Approval of "Project Proposal of TAP, SRG and DESFA for the 2019 Incremental Capacity Process - 29th of March 2021"*) per l'approvazione della *Project Proposal*, limitatamente agli aspetti di competenza comune che riguardano il gasdotto TAP, ferme restando le rispettive competenze sugli aspetti di rilevanza nazionale;
- nell'approvazione congiunta si riconosce che:
  - la *Project Proposal* è in linea con i principi della *Final Joint Opinion*, delle *Market Test Guidelines* e del CAM NC;
  - la *Project Proposal* non crea barriere ingiustificate alla creazione di capacità incrementale;
  - il progetto è stato sviluppato in cooperazione con i TSO adiacenti con lo scopo di assicurare uno sviluppo coordinato della rete;
- il documento congiunto è in corso di approvazione anche da parte dei regolatori di Albania e Grecia, rispettivamente ERE e RAE.

**CONSIDERATO, INFINE, CHE:**

- i Regolamenti BAL NC e CAM NC hanno disposto l'adozione del kilowattora (kWh) quale unità di misura di riferimento sia per le nomine degli utenti che per l'allocazione della capacità ai punti di interconnessione;
- con deliberazione 542/2016/R/gas l'Autorità ha disposto che, sino a nuovo provvedimento dell'Autorità, continuino ad applicarsi le vigenti disposizioni del Capitolo 5 del Codice di Rete di Snam Rete Gas, che prevedono che la capacità oggetto del conferimento sia espressa in Smc/g, come risultante, limitatamente ai

punti interconnessi con l'estero, dalla conversione della quantità conferita espressa in kWh/h attraverso un fattore di conversione da kWh/h a Smc/g pubblicato sul sito internet di SRG; tale fattore di conversione è determinato sulla base del Potere Calorifico Superiore (PCS) medio rilevato sul punto nell'anno termico concluso, ed è mantenuto costante per tutto l'anno termico;

- in base alle procedure stabilite al Capitolo 8 del Codice di Rete di SRG, le unità energetiche sono impiegate per il processo di nomina dagli utenti e dall'impresa di trasporto per la loro accettazione;
- il comma 17.5, lettera b), della deliberazione 137/02 prevede che sia applicato agli utenti un corrispettivo di scostamento nel caso di superamento della capacità contrattuale presso i punti di entrata e uscita interconnessi con l'estero di cui al comma 9.1 lettera a) della delibera 137/02; tale corrispettivo è applicato nei casi in cui vi sia uno scostamento tra il quantitativo allocato (che corrisponde generalmente a quello nominato) e la capacità contrattuale, entrambi convertiti in unità di volume;
- ai sensi del comma 17.10 della deliberazione 137/02, per le verifiche degli scostamenti l'impresa di trasporto utilizza il PCS effettivo; pertanto, potrebbe verificarsi il caso in cui il superamento della capacità contrattuale sia dovuto meramente ad una differenza tra il PCS utilizzato nella conversione da unità di energia a unità di volume ai fini del conferimento di capacità, e il PCS effettivo sul punto in un determinato giorno;
- sia necessario eliminare l'incertezza determinata dal possibile scostamento tra PCS medio registrato in un determinato punto (utilizzato per la conversione ai fini del conferimento di capacità) e PCS effettivo prevedendo che gli scostamenti presso i punti di entrata e uscita interconnessi con l'estero di cui al comma 9.1 lettera a) della delibera 137/02 siano valutati nella stessa unità di misura delle nomine degli utenti (kWh).

**RITENUTO CHE:**

- la *Project Proposal* di TAP AG, SRG e DESFA sia coerente coi principi fissati nella *Final Joint Opinion*, con le *Market Test Guidelines*, nonché con la normativa europea e nazionale in materia di capacità incrementale;
- sia pertanto necessario approvare il documento congiunto "*Approval of Project Proposal of TAP, SRG and DESFA for the 2019 incremental capacity process*" (*Annex A*);
- sia inoltre necessario approvare il documento "*Project Proposal of TAP, SRG and DESFA for the 2019 incremental capacity process*" per le parti ricadenti nella giurisdizione italiana e di competenza dell'Autorità.

**RITENUTO, INOLTRE, CHE:**

- sia necessario modificare la deliberazione 137/02 al fine di prevedere che gli scostamenti presso i punti di entrata e uscita interconnessi con l'estero di cui al

comma 9.1 lettera a) della delibera 137/02 siano valutati nella stessa unità di misura delle nomine degli utenti (kWh);

- sia, pertanto, opportuno dare mandato all'impresa di trasporto di recepire le disposizioni di cui al precedente alinea all'interno del proprio Codice di Rete prevedendone la decorrenza a partire dall'anno termico 2021/2022;
- stante il carattere di dettaglio delle suddette disposizioni e tenuto conto dell'esigenza di eliminare quanto prima l'incertezza determinata dal possibile scostamento tra PCS medio registrato in un determinato punto e PCS effettivo, le necessarie modifiche al Codice di Rete avvengano in deroga ai relativi processi di consultazione

### **DELIBERA**

1. di approvare la *“Project Proposal of TAP, SRG and DESFA for the 2019 incremental capacity process”* presentata dalle società TAP AG, SRG e DESFA con lettera 30 marzo 2021 (Annex B), come espresso nella decisione congiunta con i regolatori di Albania e Grecia, rispettivamente ERE e RAE (Annex A);
2. di approvare la *“Project Proposal of TAP, SRG and DESFA for the 2019 incremental capacity process”* presentata dalle società TAP AG, SRG e DESFA con lettera 30 marzo 2021 (Annex B), per le parti di competenza che riguardano in particolare gli investimenti e le tariffe relative a SRG;
3. di modificare la deliberazione 137/02 come segue:
  - a) al comma 17.10, le parole “17.5” sono sostituite dalle parole “17.5, lettera a)”;
  - b) dopo il comma 17.10 è aggiunto il comma 17.10bis: “Per le verifiche degli scostamenti di cui al precedente comma 17.5, lettera b), l'impresa di trasporto utilizza il kilowattora.”
4. di dare mandato all'impresa di trasporto di trasmettere all'Autorità, in deroga alla consultazione dei soggetti interessati, una proposta di modifica del Codice di Rete per recepire le disposizioni di cui al precedente alinea;
5. di prevedere che le suddette modifiche abbiano efficacia a decorrere dall'anno termico 2021/2022;
6. di trasmettere copia del presente provvedimento a SRG, RAE, ERE e TAP AG;
7. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it), inclusi gli allegati Annex A e Annex B.

11 maggio 2021

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*