

STRUTTURA, PREZZI E QUALITÀ NEL SETTORE GAS

La fonte più rilevante nell'approvvigionamento di gas è, invece, quella degli acquisti sul territorio nazionale, specialmente per i gruppi della classe più piccola, che rappresenta fino al 98,6% del gas complessivamente disponibile. Proprio in questa classe, tra l'altro, si registra la maggiore quota di gas acquistato direttamente da Eni (9%), sebbene quest'ultima quota sia sempre più contenuta, confermando, pertanto, quanto rilevato negli ultimi anni: il mercato è in evoluzione e anche gli operatori più piccoli si rivolgono a più soggetti, e non più solo all'operatore principale, per il proprio approvvigionamento.

Le vendite al mercato all'ingrosso, incluse quelle in Borsa, sono ulteriormente in crescita e raggiungono l'81,3% dei volumi complessivamente venduti e autoconsumati; la quota raggiunge il 90% nel caso dei gruppi che ricadono nella classe con vendite tra 1 e 2 G(m³), mentre è contenuta, in crescita rispetto al 2019 e pari al 18,9%, nel caso dei gruppi con vendite inferiori a 0,1 G(m³), dove, come noto, sono raggruppati i soggetti che sono concentrati nella vendita al dettaglio. In questa classe si rileva anche la quota più contenuta di gas ceduto al Punto di scambio virtuale (PSV), che arriva ad appena il 39,9% (in netto calo rispetto al 2019), mentre a livello nazionale la copertura è dell'83,3% delle vendite all'ingrosso.

La quota degli autoconsumi sul totale degli impieghi nel 2020 è di poco superiore al 4% e, se agli autoconsumi si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente, è possibile notare come la quota di gas riservato al proprio fabbisogno nell'ambito di ciascun gruppo arrivi al 7,1%. Eni destina l'8,1% del gas complessivamente venduto e autoconsumato al proprio fabbisogno, mentre sono due le classi (quella con impieghi compresi tra 2 e 10 G(m³) e quella con impieghi inferiori a 0,1 G(m³)) con la quota maggiore (9,4%).

Le vendite al mercato finale, dove 0,2 G(m³) sono stati destinati alle forniture di ultima istanza e di *default*, hanno rappresentato nel 2020 il 14,4% del gas impiegato; per i piccolissimi gruppi della classe inferiore a 100 M(m³), tuttavia, questa quota è pari al 75,9%, mentre per i gruppi della classe 0,1-1 G(m³) tali vendite equivalgono al 40% del gas impiegato. La quota di gas destinata al mercato tutelato ha rappresentato nel 2020 l'11,1% delle vendite complessive al mercato finale (in leggera contrazione rispetto al 2019); per Eni la quota di gas destinata ai clienti serviti su questo mercato è stata pari al 21,2%, mentre per gli operatori delle classi con impieghi tra 1 e 2 G(m³) e con impieghi inferiori a 0,1 G(m³) le vendite al mercato tutelato rappresentano il 13,5% e il 13,1% delle vendite ai clienti finali. La classe in cui la quota di vendite al mercato tutelato è meno significativa, tuttavia, è quella relativa ai gruppi i cui impieghi sono compresi tra 10 e 60 G(m³); in questo caso le vendite ai clienti tutelati rappresentano l'8% delle vendite al mercato finale. La quota maggiore di vendite al settore civile (domestico, condomini, attività di servizio pubblico e commercio e servizi), che è dell'84,5%, si registra, come tutti gli anni, nella classe dei gruppi di più piccola dimensione, che probabilmente tendono ad avere un mercato limitato ai clienti del territorio storico di vendita quando si tratta di soggetti che esistevano ancora prima della liberalizzazione, o quando si tratta di soggetti nuovi che iniziano ad affacciarsi sul mercato, servendo clienti con consumi contenuti. I gruppi maggiori, per contro, servono quote molto rilevanti di clienti industriali, che nel caso di Eni rappresentano il 42,0% delle vendite finali, mentre nel caso dei gruppi concorrenti più grandi il 42,2% del totale venduto ai clienti finali. Nella generazione elettrica, infine, la quota più rilevante di vendite (44,6%) riguarda i gruppi con impieghi compresi tra 2 e 10 G(m³).

CAPITOLO 3

Mercato e concorrenza

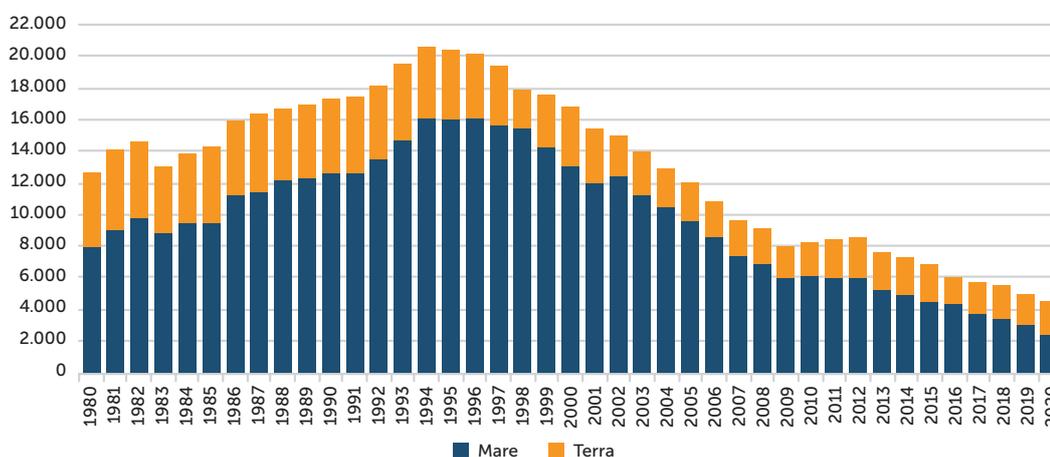
Struttura dell'offerta di gas

Produzione nazionale

In base ai dati preconsuntivi pubblicati dal Ministero dello sviluppo economico nel bilancio del gas, nel 2020 la produzione nazionale (al lordo di consumi e perdite) è diminuita del 16,1% rispetto al 2019, attestandosi a 4.069 M(m³). Nonostante il fabbisogno interno lordo si sia ridotto del 4,4%, il tasso di copertura della produzione nazionale ha toccato un nuovo minimo storico, scendendo al 5,7%, più di un punto percentuale inferiore al 6,5% dell'anno precedente.

Secondo i dati pubblicati dalla Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico, riprodotti nella figura 3.2, nel 2020 sono stati complessivamente estratti 4.409 M(m³) di gas naturale: 2.415 M(m³) dal mare e 1.994 M(m³) dai campi situati in terraferma. Il calo produttivo, secondo questa fonte, è minore e quantificabile in -11,5% rispetto al 2019. La discesa si è verificata principalmente nei giacimenti a mare, che hanno perso il 17,5% della produzione dell'anno precedente, mentre le coltivazioni in terraferma hanno estratto il 3% in meno rispetto al 2019. Per effetto di questi movimenti, la quota di gas estratta da giacimenti in terraferma è salita al 45% dell'intera produzione nazionale.

FIG. 3.2 Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980 (in M(m³))



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

La Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche ha stimato (Fig. 3.3) le riserve certe di gas al 31 dicembre 2020 in 44,5 G(m³) e quelle probabili in 45,9 G(m³). Rispetto ai dati valutati un anno prima, la stima delle riserve certe è diminuita del 2,8%, quella delle riserve possibili è rimasta invariata, mentre le riserve probabili mostrano un valore del 41% superiore a quello valutato al 31 dicembre 2019¹.

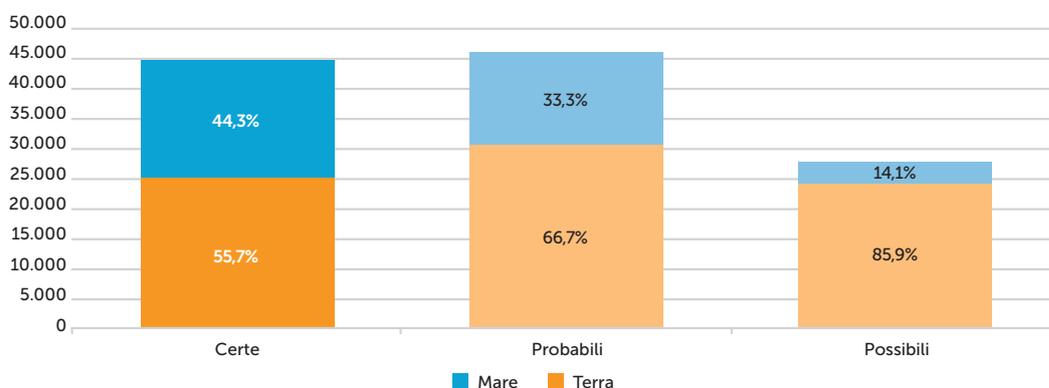
¹ Le riserve di gas sono quantità stimate che vengono definite, secondo la classificazione internazionale, "certe", "probabili" o "possibili" in base al livello di probabilità di venire commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della loro valutazione. In particolare, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, vengono definite riserve "certe" quando tale probabilità è superiore al 90%, "probabili" quando il grado di probabilità è superiore al 50% e "possibili" quando è minore del 50%.

STRUTTURA, PREZZI E QUALITÀ NEL SETTORE GAS

Si stima che la parte più rilevante delle riserve certe, il 55,7%, si trovi ora in terraferma (pressoché interamente al Sud), mentre il restante 44,3% è localizzato in mare.

Al ritmo di estrazione medio degli ultimi cinque anni, e contando solo sulle riserve certe, la produzione di gas naturale si esaurirebbe in poco più di otto anni, sebbene parte delle riserve oggi giudicate soltanto probabili o possibili potrebbero trasformarsi in riserve certe, grazie all'intervento di nuove tecnologie e/o di nuovi investimenti.

FIG. 3.3 Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2020 (in $M(m^3)$)



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

Anche nei dati raccolti con la consueta Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, emerge una notevole contrazione della produzione nazionale di gas: nel 2020 sono stati estratti complessivamente 4.051 $M(m^3)$ da 17 imprese riunite in 14 gruppi societari (erano 14 imprese riunite in 9 gruppi societari nel 2019) (Tav. 3.2). Poiché l'anno precedente la produzione era risultata pari a 4.107 $M(m^3)$, nel 2020 il calo misurato nei dati raccolti dall'Indagine è stato del 13,2%.

La quota di produzione nazionale detenuta dalle società del gruppo Eni è leggermente diminuita anche nel 2020, arrivando al 71,6% dal 75,2% dell'anno precedente. Nel 2020, infatti, le società del gruppo citato hanno estratto circa 610 $M(m^3)$ in meno del 2019, registrando quindi un calo del 17,4%. Il gruppo resta comunque l'operatore dominante di questo segmento, con una quota decisamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo, Royal Dutch Shell. Come nel 2019, la produzione di quest'ultimo è leggermente diminuita anche nel 2020, di circa 28 $M(m^3)$ (-4,1%) ma, a causa della riduzione complessiva più elevata, la sua quota è salita dal 14,6% al 16,1%. La quota del terzo gruppo, Energean PLC, le cui società hanno estratto circa 43 $M(m^3)$ di gas in meno rispetto al 2019 (-12,5%), è rimasta sostanzialmente invariata al 7,5%, così come quella del gruppo Gas Plus, anche quest'anno pari al 2,3%, che ha estratto 13 $M(m^3)$ in meno rispetto al 2019. Energean è il gruppo che ha acquisito a fine 2020 tutti gli asset detenuti da Edison E&P nelle attività *upstream*.

Viceversa, è cresciuta al 2,4% (dallo 0,5% del 2019) la quota degli altri produttori, che insieme hanno estratto 99 $M(m^3)$, 75 in più rispetto all'anno precedente.

CAPITOLO 3

TAV. 3.2 Produzione di gas naturale in Italia nel 2020 (in M(m³))

GRUPPO	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	2.901	71,6%
Royal Dutch Shell	652	16,1%
Edison (Energean PLC)	303	7,5%
Gas Plus	95	2,3%
Altri	99	2,4%
TOTALE	4.051	100,0%
PRODUZIONE (Ministero dello sviluppo economico)	4.107	-

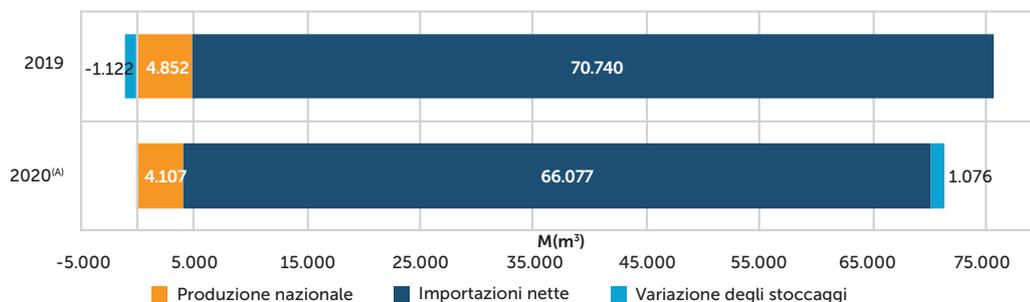
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Importazioni

Come già anticipato all'inizio di questo Capitolo, secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2020 l'Italia ha importato 4,7 G(m³) di gas naturale in meno rispetto al 2019: le importazioni lorde sono, infatti, scese a 66,4 G(m³), con un calo del 6,6% rispetto al 2019. Le esportazioni, invece, sono scese da 325 a 316 M(m³). Pertanto, il saldo estero è passato da 70.740 a 66.077 M(m³).

Nel corso del 2020, tuttavia, si è fatto un maggiore ricorso agli stoccaggi: a fine anno, infatti, i prelievi sono risultati di 1.076 M(m³) superiori alle immissioni. La produzione nazionale è, come appena visto, scesa a 4.107 M(m³). Per effetto di questi movimenti i quantitativi di gas complessivamente immessi in rete nel 2020 (Fig. 3.4) sono valutabili in 68.518 M(m³), 4,9 punti percentuali al di sotto di quelli del 2019. Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è diminuito al 93,2% (era al 95,4% nell'anno precedente).

Nella figura 3.5 sono illustrati i quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per paese di provenienza del gas². La riduzione delle importazioni del 2020 non ha avuto un impatto simile in tutti i paesi da cui l'Italia acquista il gas; infatti, sono cresciuti i volumi di gas provenienti dall'Algeria, dalla Norvegia e dal Qatar, mentre si sono ridotti quelli provenienti da Russia, Libia, Olanda e dal resto del mondo.

FIG. 3.4 Immissioni in rete negli ultimi due anni

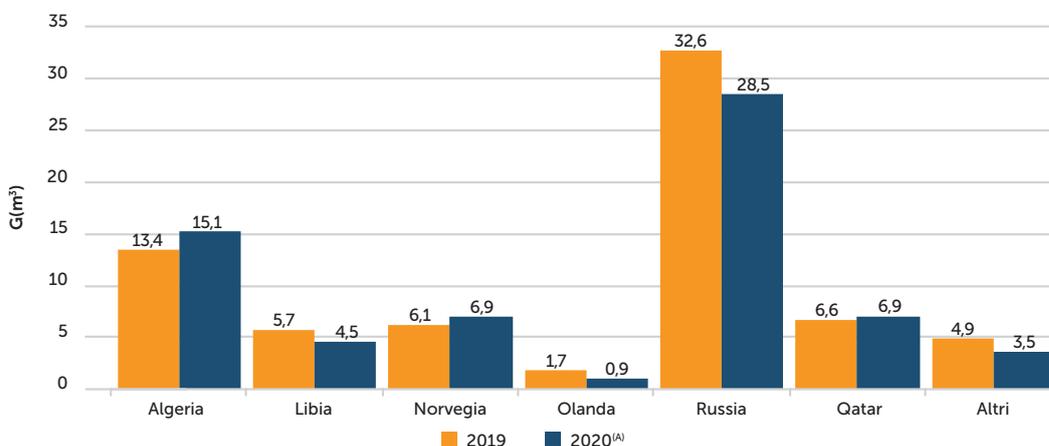
(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

² Le importazioni sono suddivise per paese di provenienza fisica del gas e non contrattuale. Anche il gas importato in regime di swap è contabilizzato in funzione dell'origine fisica del gas stesso.

STRUTTURA, PREZZI E QUALITÀ NEL SETTORE GAS

FIG. 3.5 Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza



(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Dall'Algeria sono giunti in Italia 1,8 G(m³) in più rispetto al 2019, con una crescita del 13%. Un tasso di incremento analogo si registra anche per la Norvegia, da cui abbiamo importato un volume di 0,8 G(m³) superiore a quello dell'anno precedente. La variazione positiva del gas proveniente dal Qatar è stata minore, pari al 6%, equivalente a 0,4 G(m³) in più del 2019. Viceversa, nel 2020 abbiamo importato: 4,1 G(m³) in meno dalla Russia, 1,2 G(m³) in meno dalla Libia, 0,8 G(m³) in meno dall'Olanda e 1,3 G(m³) in meno dalle altre zone. Nell'ambito di queste ultime sono da sottolineare, in particolare, il quasi azzeramento dei carichi di GNL provenienti da Trinidad & Tobago (luogo da cui nel 2019 erano giunti 1,4 G(m³), ridotti a 0,2 nel 2020) e l'incremento del GNL proveniente dagli Stati Uniti, passato da 1,6 a 1,7 G(m³).

Nel 2020, quindi, il peso della Russia tra i paesi che esportano in Italia è diminuito al 42,9% (era al 46% nel 2019), mentre la quota dell'Algeria è risalita al 22,8% dal 18,8%. Il terzo paese per importanza è il Qatar, da cui arriva il 10,5% del gas complessivamente importato in Italia (9,2% nel 2019), seguito dalla Norvegia, la cui quota è al 10,4%, e dalla Libia al 6,7%. Il 5,3% delle importazioni italiane nel 2020 è arrivato dall'insieme degli altri paesi. Grazie al significativo incremento della quota norvegese, e nonostante la riduzione del gas olandese, l'incidenza delle importazioni dal Nord Europa (cioè da Norvegia e Olanda insieme) non è diminuita, bensì è passata dall'11,1% all'11,8%.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, nel 2020 sono stati importati in Italia 62,4 G(m³), 6,7 in meno rispetto al 2019³ (Tav. 3.3). La riduzione è stata, quindi, del 9,7%, leggermente superiore a quella valutabile nei dati del Ministero dello sviluppo economico⁴. L'8,8% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 5,5 G(m³) circa, risulta acquistato presso le Borse europee. Quest'ultimo valore è cresciuto del 20% rispetto al 2019, quando dalle Borse europee risultavano giunti 4,6 G(m³).

Come sempre, al primo posto nella classifica delle imprese importatrici si trova Eni, i cui quantitativi acquistati all'estero nel 2020, pari a 29,7 G(m³), sono diminuiti di quasi 2,9 G(m³) rispetto al 2019. La significativa riduzione

³ Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori regolati.

⁴ Le differenze rispetto ai dati ministeriali dipendono, in parte, dal numero di imprese che risponde all'Indagine annuale dell'Autorità e, in parte, da discordanze nella classificazione dei dati di importazione. Tra i non rispondenti all'Indagine sul 2020, per esempio, vi è l'impresa Danske Commodities, che nel 2019 risultava al settimo posto della classifica degli importatori con un volume di importazione pari a 858 M(m³). È poi probabile che alcuni quantitativi, che nei dati ministeriali sono classificati come importazioni, nell'Indagine dell'Autorità vengano considerati come "Acquisti alla frontiera italiana", in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

CAPITOLO 3

delle importazioni di Eni (-8,8%), di poco inferiore a quella evidenziata dal totale delle importazioni nazionali, ha fatto registrare alla quota di mercato della società un lieve incremento al 47,6% (44,7% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), dal 47,1% rilevato nel 2019.

Anche le importazioni di Edison, seconda in classifica come nel 2019, hanno subito un netto calo, essendo passate da 14,7 a 10,8 G(m³); la quota nel mercato dell'importazione del gruppo menzionato è, quindi, scesa al 17,4% dal precedente 21,3% e la sua distanza da Eni è tornata ad ampliarsi di quasi cinque punti percentuali. Un discreto incremento (+2,9%) si è avuto, invece, nelle importazioni di Enel Global Trading, passate da circa 6,7 G(m³) nel 2019 a 6,9 G(m³): perciò Enel Global Trading è rimasta al terzo posto, con una quota in ascesa dal 9,8% all'11,1%. Con 3,7 G(m³) importati, 2,6 in più del 2019, Shell Energy Europe è salita dal sesto al quarto posto della classifica dei primi venti importatori nel 2020. Il notevole incremento (+225%) del gas importato rispetto all'anno precedente da questa società è dovuto all'avvio di un nuovo contratto di importazione di gas algerino a Mazara del Vallo. Quantitativi in aumento percentualmente altrettanto rilevanti si osservano anche per Gazprom Italia, da 260 a 832 M(m³), e per A2A, le cui importazioni sono praticamente raddoppiate, passando da 432 a 876 M(m³).

All'opposto, vi sono imprese che hanno diminuito le proprie importazioni, anche in misura rilevante, come nel caso di Gunvor International (-1 G(m³), all'incirca), di Met International, che ha dimezzato l'import da 647 a 313 M(m³), o Hera Trading, che ha acquistato all'estero 214 M(m³) in meno del 2019.

TAV. 3.3 *Primi venti importatori di gas in Italia nel 2020 (in M(m³); importazioni lorde)*

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA	POSIZIONE NEL 2019
Eni	29.662	47,6%	1°
Edison	10.847	17,4%	2°
Enel Global Trading	6.934	11,1%	3°
Shell Energy Europe	3.757	6,0%	6°
DXT Commodities	3.071	4,9%	4°
Gunvor International	1.278	2,0%	5°
A2A	876	1,4%	13°
Gazprom Italia	832	1,3%	18°
Enet Energy	561	0,9%	9°
Hera Trading	374	0,6%	12°
Alperg	368	0,6%	14°
Iren Mercato	360	0,6%	15°
Ascotrade	324	0,5%	16°
Met International	313	0,5%	11°
Worldenergy	284	0,5%	20°
Bp Gas Marketing	240	0,4%	10°
Uniper Global Commodities	198	0,3%	19°
Axpo Italia	197	0,3%	17°
Spigas	197	0,3%	21°
Litasco	173	0,3%	34°
Altri	1.535	2,5%	-
TOTALE	62.380	100%	-
<i>di cui: importazioni dalle Borse europee</i>	5.472	8,8%	-
IMPORTAZIONI (Ministero dello sviluppo economico)	66.393	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

STRUTTURA, PREZZI E QUALITÀ NEL SETTORE GAS

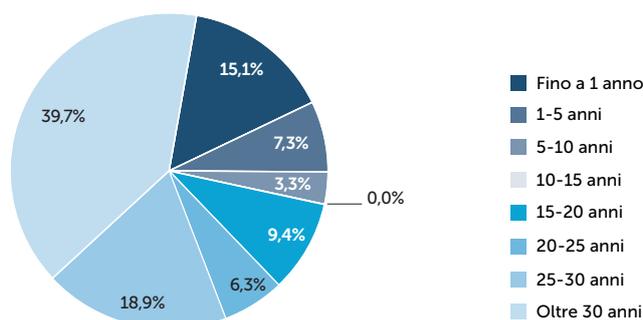
Il panorama degli importatori, soprattutto nella seconda metà della classifica, mostra diversi avvicendamenti e variazioni di posizione in qualche caso notevoli, ma i bassi quantitativi coinvolti rendono i tassi di variazione relativamente più grandi.

Insieme i primi tre importatori hanno approvvigionato 47,4 dei 62,4 G(m³) importati, cioè il 76,1% del gas entrato nel mercato italiano. Tale quota è in riduzione rispetto al 2019 (era 78,1) per via della discesa delle quote di Eni e di Edison, non compensata dell'incremento della quota di Enel Global Trade.

La struttura dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2020 secondo la durata intera (Fig. 3.6) si mantiene anche per il 2020 piuttosto lunga. Infatti, la quota dei contratti di lungo periodo, cioè quelli la cui durata intera supera i 20 anni è pari al 64,9%, benché in diminuzione rispetto allo scorso anno (era il 72,1%). L'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è cresciuta ancora, salendo al 22,3% dal 20,4% evidenziato nel 2019, ma anche quella dei contratti di media durata (5-20 anni) è salita di oltre cinque punti percentuali rispetto all'anno precedente (12,8% al posto del 7,5% del 2019). Le *annual contract quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura, che nel 2019 erano aumentate per la prima volta dal 2016, sono diminuite di poco: nel 2020, infatti, i volumi contrattati sono complessivamente pari a 85,4 G(m³), mentre l'anno precedente erano di circa 800 M(m³) più elevate. L'incidenza delle importazioni *spot*⁵, quelle cioè con durata inferiore all'anno, in costante aumento da anni, nel 2020 è diminuita di quasi quattro punti percentuali, scendendo al 15,1%.

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2020 (Fig. 3.7) mostrano che il 56,8% scadrà entro i prossimi dieci anni (la stessa quota era del 59,1% nel 2019) e il 39,8% giungerà al termine entro i prossimi cinque anni. Il 35,9% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota, che era in aumento dal 2014, nel 2019 ha registrato una lieve flessione scendendo al 34,3%, mentre nel 2020 è tornata in lieve aumento.

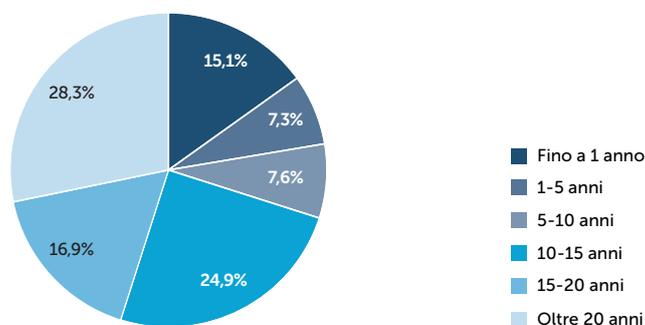
FIG. 3.6 Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2020 secondo la durata intera



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

⁵ Vale la pena ricordare che tale incidenza è stata valutata, come negli anni passati, escludendo le *annual contract quantity* di contratti *spot* che non hanno dato origine a importazioni in Italia, in quanto il gas è stato rivenduto direttamente all'estero dall'operatore, attivo in Italia, che l'ha acquistato.

CAPITOLO 3

FIG. 3.7 Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2020 secondo la durata residua

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Infrastrutture del gas

Trasporto

Nessuna particolare novità ha interessato l'assetto societario del trasporto del gas naturale nel 2020. Le imprese che gestiscono la rete di trasporto del gas nazionale e regionale sono nove: tre per la rete nazionale e otto per la rete regionale (Tav. 3.4).

Oltre a Snam Rete Gas, l'impresa maggiore, trasportano gas sulla rete nazionale anche altre due società che ne possiedono e gestiscono piccoli tratti: Società Gasdotti Italia (SGI) e Infrastrutture Trasporto Gas.

Società Gasdotti Italia è nata nel 2004 dalla fusione di Edison T&S e della sua controllata SGM. Ha ottenuto la certificazione come operatore del trasporto nel 2012 e dalla fine del 2016 è di proprietà di due fondi di investimento internazionali. Oltre che sulla rete nazionale, SGI trasporta anche sulla rete regionale; le sue reti si estendono in territorio marchigiano-abruzzese, dal Lazio fino alla Puglia attraverso il Molise e un piccolo tratto in Campania, inoltre si contano un gasdotto in Veneto e reti ubicate rispettivamente in Basilicata, in Calabria e in Sicilia.

La società Infrastrutture Trasporto Gas è proprietaria e gestisce direttamente il metanodotto Cavarzere-Minerbio, funzionale al collegamento del rigassificatore di Rovigo. Nata nel 2012 dalla scissione della società Edison Stoccaggio, era controllata al 100% da Edison, ma dal 13 ottobre 2017 è entrata nel gruppo Snam, essendo stata interamente acquisita da Asset Company 2, a sua volta posseduta al 100% da Snam. Insieme a tale cessione, è da segnalare, inoltre, che nella stessa data Edison ha ceduto a Snam anche la propria quota (pari al 7,3%) del capitale di Terminale GNL Adriatico, la società che gestisce il terminale GNL di Rovigo.

Il gruppo Snam possiede il 93,8% delle reti: 32.647 km di rete sui 35.103 km di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia, che complessivamente gestisce 1.693 km di rete (il 4,8%), di cui 637 sulla rete nazionale. La società Retragas, del gruppo A2A, è la terza con una quota dell'1,2%, grazie ai suoi 417 km di rete.

Vi sono poi altri sei operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

STRUTTURA, PREZZI E QUALITÀ NEL SETTORE GAS

TAV. 3.4 Reti delle società di trasporto nel 2020 (in km)

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	9.566	22.998	32.564
Società Gasdotti Italia	637	1.056	1.693
Retragas	0	417	417
Energie Rete Gas	0	142	142
Infrastrutture Trasporto Gas	83	0	83
Metanodotto Alpino	0	76	76
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	0	51	51
GP Infrastrutture Trasporto	0	42	42
Netenergy Service	0	35	35
TOTALE	10.286	24.817	35.103

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Le attività di trasporto sono riassunte nella tavola 3.5, che riporta, per regione, la lunghezza delle reti, i volumi di gas transitati sulle reti e riconsegnati a diverse tipologie di utenti e il numero di punti di riconsegna (clienti) complessivamente serviti (tutti i dati sono preconsuntivi). L'ultima riga della tavola, denominata "Aggregato nazionale", mostra le riconsegne a punti di uscita che non sono riconducibili ad alcuna regione, in quanto punti di esportazione o di uscita verso impianti di stoccaggio o di riconsegna ad altre imprese di trasporto.

La generale contrazione dei consumi di gas naturale si è ripercossa, ovviamente, anche nei dati del trasporto: nel 2020 i volumi riconsegnati sulle reti hanno registrato un calo del 5,5%. Con 5,2 G(m³) in meno rispetto al valore del 2019, i volumi trasportati sono scesi a 89,5 G(m³) dai 94,7 G(m³) toccati nel 2019. Anche il numero dei punti di riconsegna è diminuito di circa 100 unità, portandosi a 7.415, così come il volume medio trasportato si è ridotto del 4,3%, da 12,6 a 12,1 M(m³).

Come ci si poteva attendere, dati gli andamenti dell'economia nazionale descritti nel primo Capitolo, le riduzioni più consistenti sono avvenute nei settori produttivi: *in primis* il comparto industriale, al quale sono stati riconsegnati quasi 900 M(m³) in meno rispetto al 2019 (-5,8%), così come a quello termoelettrico sono stati riconsegnati complessivamente 24,7 G(m³), vale a dire il 5,1%, di gas in meno rispetto all'anno precedente. I volumi riconsegnati agli impianti di distribuzione hanno registrato una riduzione meno rilevante, ma comunque significativa e pari al 2,7%, cioè 31,5 G(m³) contro i 32,3 G(m³) del 2019. La categoria residuale "Altro", che comprende le riconsegne ai punti di esportazione, ai punti di uscita verso lo stoccaggio e alle altre imprese di trasporto, oltre che quelle a clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla rete di trasporto (come, per esempio, gli ospedali) è comunque quella che ha subito la decurtazione più ampia: a questi punti sono stati complessivamente riconsegnati circa 2 G(m³) in meno (-9,8%) del 2019.

CAPITOLO 3

TAV. 3.5 Attività di trasporto per regione nel 2020 (lunghezza delle reti in km e volumi riconsegnati in M(m³))

REGIONE	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	VOLUMI RICONSEGNA TI					NUMERO PUNTI DI RICONSEGNA
			A IMPIANTI DI DISTRI- BUZIONE	A CLIENTI FINALI IN- DUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMO- ELETTRICI	ALTRO ^(A)	TOTALE	
Piemonte	504	2.160	3.353	1.160	3.184	136	7.833	476
Valle d'Aosta	0	104	41	60	0	0	100	14
Lombardia	642	4.492	8.189	2.493	5.604	567	16.852	2.280
Trentino-Alto Adige	108	380	682	286	22	0	990	89
Veneto	830	2.097	3.858	1.315	555	57	5.786	547
Friuli-Venezia Giulia	492	572	815	632	663	152	2.262	162
Liguria	22	476	862	217	270	2	1.351	61
Emilia-Romagna	1.276	2.538	3.960	2.637	2.866	6.903	16.365	705
Toscana	614	1.471	2.127	874	1.657	4	4.663	316
Umbria	180	467	484	262	228	0	974	97
Marche	418	630	830	319	3	97	1.249	180
Lazio	532	1.482	2.030	561	919	509	4.019	413
Abruzzo	586	911	675	401	593	71	1.741	292
Molise	387	513	129	61	360	462	1.013	128
Campania	578	1.454	1.144	415	937	7	2.502	613
Puglia	659	1.285	1.116	751	2.732	4	4.602	286
Basilicata	398	908	198	145	26	0	369	205
Calabria	987	1.333	286	47	2.251	5	2.589	295
Sicilia	1.073	1.544	692	1.044	1.808	7	3.552	253
Aggregato nazionale	0	0	0	0	0	10.683	10.683	3
ITALIA	10.286	24.817	31.469	13.681	24.679	19.665	89.494	7.415

(A) Sono incluse le riconsegne ai punti di esportazione, ai punti di uscita verso lo stoccaggio e alle altre imprese di trasporto, oltre che quelle a clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla Rete di trasporto (per esempio, ospedali).

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

L'attività di trasporto effettuata negli ultimi anni (Fig. 3.8) riporta quindi un nuovo ripiegamento, dopo anni di lento recupero dal punto di minimo toccato nel 2014. I volumi complessivamente trasportati nel 2020, tornati all'incirca al livello del 2016, evidenziano un'incidenza dei settori produttivi del 43%, a fronte del 35% degli impianti di distribuzione e del 22% dei restanti usi del trasporto.

STRUTTURA, PREZZI E QUALITÀ NEL SETTORE GAS

FIG. 3.8 Attività di trasporto dal 2009



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.6 mostra i risultati dei conferimenti per la capacità annuale, effettuati prima dell'inizio dell'anno termico, delle capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale per l'anno termico 2020-2021. Snam Rete Gas conferisce la capacità disponibile per il servizio di trasporto continuo nei punti interconnessi con l'estero tramite aste online trasparenti e non discriminatorie, organizzate mediante la piattaforma PRISMA – *European Capacity Platform*, secondo le tempistiche stabilite dal regolamento (UE) 459/2017 del 16 marzo 2017.

Nei punti di entrata e uscita interconnessi con l'estero, Snam Rete Gas conferisce capacità per il servizio di trasporto continuo di tipo:

- annuale, con effetto dal 1° ottobre di ogni anno;
- trimestrale, con effetto dal 1° ottobre, dal 1° gennaio, dal 1° aprile e dal 1° luglio;
- mensile, con effetto dal primo giorno di ciascun mese;
- giornaliero, con effetto dalle ore 6:00 di ciascun giorno alle ore 6:00 del giorno di calendario successivo;
- infragiornaliero, con effetto dall'inizio di ciascuna ora e fino al termine del medesimo giorno-gas.

Dal 2013 la capacità disponibile viene offerta tramite la piattaforma PRISMA presso i punti di Tarvisio, Gorizia e Passo Gries, a cui si sono aggiunti, nel 2014, anche Mazara e Gela e, a fine 2020, anche il nuovo punto di Melendugno.

A fine anno, infatti, è divenuto operativo il gasdotto *Trans Adriatic Pipeline* (TAP), che trasporta il gas dell'Azerbaijan in Europa, passando per la Turchia e la Grecia. Il TAP costituisce il tratto europeo del Corridoio meridionale del gas, è lungo circa 900 km, ha una capacità di circa 10 G(m³) all'anno e trasporta il gas prodotto nel giacimento azero di Shah Deniz II. In Italia il terminale di ricezione si trova, come detto, nella località pugliese di Melendugno, in provincia di Lecce. È gestito dalla società Tap AG, i cui azionisti sono BP, Socar e Snam con il 20% ciascuna, Fluxys con il 19%, Enagás con il 16% e Axpo con il 5%.

CAPITOLO 3

Per l'anno termico 2020-2021 la capacità conferibile complessivamente è pari a 291,4 M(m³)/giorno, valore dato dalla somma delle capacità di tutti i punti di ingresso collegati via gasdotto meno 17,4 M(m³)/giorno, che rappresentano la capacità concorrente nei punti di Mazara e Gela. Questa, infatti, è la capacità che, se resa disponibile nel punto di Mazara, riduce di un uguale valore quella conferibile a Gela e viceversa. La capacità complessivamente conferibile è la stessa dell'anno termico precedente, sebbene siano leggermente diversi i valori di Mazara (-0,8 milioni/giorno), Gela (-1,4 milioni/giorno) e della relativa capacità concorrente (-2,2 milioni/giorno).

TAV. 3.6 Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale nell'anno termico 2020-2021 (in M(m³) standard per giorno)

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI ^(D)
A inizio anno termico					
Passo Gries	59,0	1,0	58,0	1,7%	7
Tarvisio	107,0	75,6	31,4	70,6%	29
Gorizia ^(A)	2,0	0,0	2,0	0,0%	0
Mazara del Vallo ^(B)	102,2	46,4	55,9	45,4%	6
Gela ^(B)	38,6	14,4	24,3	37,1%	2
TOTALE GASDOTTI^(C)	291,4	137,3	154,1	47,1%	34
Al 1° gennaio 2021					
Passo Gries	59,0	1,1	57,9	1,9%	4
Tarvisio	107,0	78,1	28,9	73,0%	28
Gorizia ^(A)	2,0	0,0	2,0	0,0%	0
Mazara del Vallo ^(B)	102,2	65,6	36,6	64,2%	6
Gela ^(B)	38,6	14,3	24,3	37,1%	2
TOTALE GASDOTTI^(C)	291,4	159,2	132,2	54,6%	32

(A) L'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione.

(B) La capacità conferibile e la capacità disponibile nei punti indicati includono 17,4 M(m³)/g di capacità concorrente ai sensi del Codice di rete.

(C) Poiché il conferimento della capacità concorrente nel punto di entrata di Mazara del Vallo riduce di un uguale valore la capacità disponibile nel punto di entrata di Gela e viceversa, le capacità totali conferibile e disponibile escludono il valore della capacità concorrente.

(D) Numero di soggetti titolari di capacità di trasporto di tipo continuo; poiché diversi soggetti hanno ottenuto capacità di trasporto in più punti, il numero totale di soggetti è inferiore alla somma dei singoli punti di interconnessione.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati e Snam Rete Gas.

I risultati del conferimento mostrano come a inizio anno termico la capacità di trasporto di tipo continuo, presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto, sia stata conferita per il 47% a 34 soggetti. Considerando le capacità conferite ad anno termico avviato, presso i medesimi punti di entrata, al 1° gennaio 2021 la suddetta quota sale al 54,6% per l'incremento delle capacità conferite a Mazara del Vallo per 19,2 M(m³)/giorno, a Tarvisio per 2,5 M(m³)/giorno e a Passo Gries per 0,1 M(m³)/giorno; a Gorizia e a Gela le capacità conferite restano invece invariate; in particolare a Gorizia resta nulla.

Per quanto riguarda il punto di Melendugno, avviato alla fine del 2020, oltre alla capacità conferita nell'ambito della Procedura aperta⁶, sono stati avviati i conferimenti infrannuali a partire da dicembre 2020.

⁶ Di cui alla delibera 21 gennaio 2010, ARG/gas 2/10.

STRUTTURA, PREZZI E QUALITÀ NEL SETTORE GAS

Accanto alla capacità di entrata fornita dai gasdotti vi sono poi i punti di entrata della rete in corrispondenza dei tre terminali di rigassificazione di GNL oggi operanti in Italia. La capacità conferibile giornaliera di Panigaglia, pari a 13 M(m³)/giorno, è assegnata all'operatore del terminale GNL Italia del gruppo Snam, che immette il gas in rete per conto dei propri utenti della rigassificazione, al fine di consentire un utilizzo efficiente della capacità di trasporto presso l'interconnessione con il terminale. Al 1° ottobre 2020, inizio dell'anno termico, la capacità presso il terminale di Panigaglia risulta occupata per il 33,4%. La capacità conferibile giornaliera del terminale di Rovigo (connesso con la rete nel punto di Cavarzere) è, invece, pari a 26,4 M(m³)/giorno e occupata per 21 M(m³)/g, poiché l'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico, ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per l'80% della capacità per 25 anni⁷, cioè sino all'anno termico 2032-2033. Infine, la capacità conferibile nel terminale di Livorno, entrato in esercizio nel dicembre 2013 e gestito dalla società OLT Offshore LNG Toscana, pari a 15 M(m³)/giorno, al 1° ottobre 2020 risultava ancora disponibile.

Complessivamente, nell'anno solare 2020, i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 401, contro i 389 del 2019, e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata del 100%.

Conferimenti pluriennali

Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, le capacità ai punti di interconnessione via gasdotto sono state rese disponibili per il conferimento nei prossimi quattordici anni termici, a partire dal 2021-2022. Nella tavola 3.7 sono riportati i dati relativi alle capacità presso i punti di entrata della rete nazionale di tipo pluriennale, che risultano conferite in esito alle procedure di luglio 2020 per i punti di interconnessione via gasdotto e per i punti di interconnessione presso i terminali di GNL.

In tutti gli anni termici considerati la capacità complessiva di trasporto nei gasdotti è pari a 291,4 M(m³)/giorno. Tale capacità è data dalla somma delle capacità dei singoli punti di entrata ed include un valore pari a 30,7 M(m³)/giorno di capacità concorrente tra i punti di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno. Considerando, infatti, la capacità di importazione totale da Sud pari a 123,4 M(m³)/g, il nuovo punto di Melendugno al momento determina un aumento della capacità concorrente per i prossimi anni termici fino a 30,7 M(m³)/g.

La capacità conferita nei gasdotti è data dagli 11 M(m³)/g conferiti al punto di Gela fino all'anno termico 2024-2025, a cui si aggiungono 19,9 M(m³)/g per l'anno termico 2021-2022 e 24,6 M(m³)/g negli anni termici successivi conferiti a Melendugno. A partire dall'anno termico 2025-2026 la capacità riservata nei gasdotti si azzera in tutti i punti di entrata escluso Melendugno. Rimane la capacità riservata presso il punto di Cavarzere sino all'11 dicembre 2033 che, come detto poco sopra, deriva dalla procedura di esenzione dei terzi concessa al terminale di Rovigo per 25 anni con il decreto del Ministero della attività produttive 26 novembre 2004.

Per valutare la capacità disponibile nei gasdotti, tuttavia, oltre ai volumi conferiti esposti nella tavola, occorre considerare anche quelli richiesti nell'ambito della Procedura aperta⁸, che sono pari a 27 M(m³)/giorno negli anni termici che vanno dal 2021-2022 al 2034-2035.

⁷ Ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della direttiva europea 2003/55/CE.

⁸ Ex art. 5.2 della delibera 21 gennaio 2010, ARG/gas 2/10, e paragrafo 8.3.1 del Capitolo 5 del Codice di rete Snam Rete Gas.

CAPITOLO 3

Tenendo conto di questi volumi, nel prossimo anno termico 2021-2022 la capacità complessivamente disponibile nei gasdotti sarà di 260,5 M(m³)/giorno, che scenderà a 255,9 dall'anno termico 2022-2023 e sino all'anno termico 2024-2025; poi, dall'anno termico 2025-2026 aumenterà a 266,8 M(m³)/giorno.

TAV. 3.7 Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale per gli anni termici dal 2021-2022 al 2034-2035 (in M(m³) standard per giorno)

ANNI TERMICI	PUNTI DI ENTRATA								
	MAZARA + GELA	MELEN-DUGNO	TARVISIO	GORIZIA	PASSO GRIES	TOTALE GASDOTTI	PANIGAGLIA	CAVARZERE	LIVORNO
2021-2022	11,0	19,9	-	-	-	11,0	-	21,0	-
2022-2023	11,0	24,6	-	-	-	11,0	-	21,0	-
2023-2024	10,9	24,6	-	-	-	10,9	-	21,0	-
2024-2025	11,0	24,6	-	-	-	11,0	-	21,0	-
2025-2026	-	24,6	-	-	-	-	-	21,0	-
2026-2027	-	24,6	-	-	-	-	-	21,0	-
2027-2028	-	24,6	-	-	-	-	-	21,0	-
2028-2029	-	24,6	-	-	-	-	-	21,0	-
2029-2030	-	24,6	-	-	-	-	-	21,0	-
2030-2031	-	24,6	-	-	-	-	-	21,0	-
2031-2032	-	24,6	-	-	-	-	-	21,0	-
2032-2033	-	24,6	-	-	-	-	-	21,0	-
2033-2034	-	24,6	-	-	-	-	-	21,0 ^(A)	-
2034-2035	-	24,6	-	-	-	-	-	-	-

(A) Capacità conferita fino all'11 dicembre 2033.

Fonte: Snam Rete Gas.

Stoccaggio

Lo stoccaggio è il processo mediante il quale è possibile conservare il gas naturale in giacimenti esauriti. Si tratta di un servizio necessario per ottimizzare l'utilizzo della rete nazionale dei gasdotti, assicurando al contempo flessibilità di fornitura a fronte di variazioni della domanda (stoccaggio commerciale) e risposta a situazioni di mancanza/riduzione degli approvvigionamenti o di crisi del sistema nazionale, per esempio quando si presentano condizioni climatiche estreme o in caso di interruzioni dell'approvvigionamento dai gasdotti (stoccaggio strategico).

In Italia lo stoccaggio di gas naturale è svolto in base a 15 concessioni (Tav. 3.8). Tutti i siti di stoccaggio attivi sono realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esauriti. Dieci delle quindici concessioni di stoccaggio italiano appartengono alla società Stoccaggi Gas Italia, nota come Stogit, interamente posseduta dal gruppo Snam, ma soltanto nove di queste concessioni riguardano siti di stoccaggio attivi: cinque situati in Lombardia, tre in

STRUTTURA, PREZZI E QUALITÀ NEL SETTORE GAS

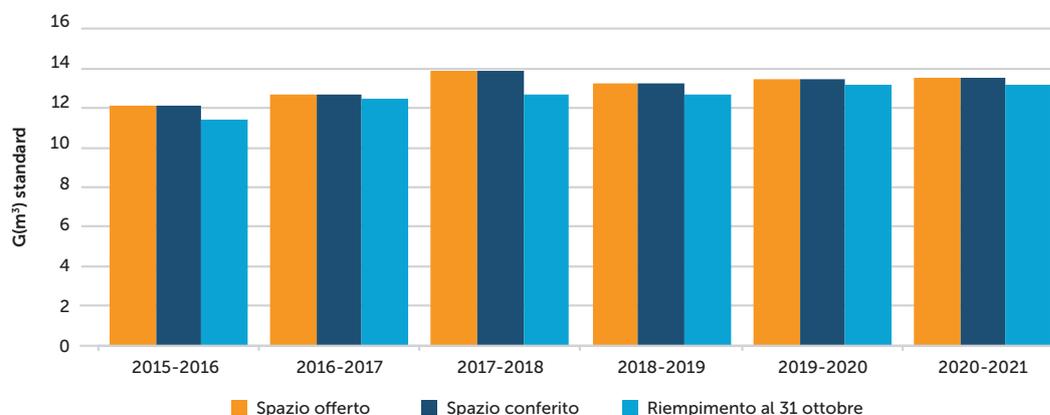
Emilia-Romagna e uno in Abruzzo e Molise. Vi sono poi tre concessioni che appartengono alla società Edison Stoccaggio: in Abruzzo, in Veneto e in Emilia-Romagna. Per quest'ultimo sito, Edison Stoccaggio è co-concessionaria al 90%, mentre il restante 10% è di Bugas Infrastrutture, società partecipata da alcune *multi-utility* pubbliche attive in Toscana, Emilia-Romagna e Lombardia. L'ultima concessione riguardante un sito attivo è quella di Cornegliano Laudense, in Lombardia, che appartiene a Italgas Storage, una società posseduta da istituti finanziari nazionali e internazionali. L'impianto di stoccaggio è entrato in esercizio nell'anno termico 2019-2020 e ha una capacità che a regime può arrivare a circa 1 G(m³).

TAV. 3.8 Concessioni di stoccaggio in Italia

CONCESSIONE	TITOLARE	QUOTA	REGIONE	SUPERFICIE (km)	CONFERIMENTO
Alfonsine ^(A)	Stogit	100%	Emilia-Romagna	85,88	1/1/1997
Bordolano	Stogit	100%	Lombardia	62,97	6/11/2001
Brugherio	Stogit	100%	Lombardia	57,85	1/1/1997
Cellino	Edison Stoccaggio	100%	Abruzzo	30,38	10/12/1984
Collalto	Edison Stoccaggio	100%	Veneto	88,95	16/6/1994
Cornegliano	Italgas Storage	100%	Lombardia	24,23	15/3/2011
Cortemaggiore	Stogit	100%	Emilia-Romagna	81,61	1/1/1997
Cugno Le Macine ^(A)	Geogastock	100%	Basilicata	48,16	2/8/2012
Fiume Treste	Stogit	100%	Abruzzo e Molise	76,79	21/6/1982
Minerbio	Stogit	100%	Emilia-Romagna	68,61	1/1/1997
Ripalta	Stogit	100%	Lombardia	62,96	1/1/1997
Sabbioncello	Stogit	100%	Emilia-Romagna	100,15	1/1/1997
San Potito e Cotignola	Edison Stoccaggio Bugas Infrastrutture	90% 10%	Emilia-Romagna	51,76	24/4/2009
Sergnano	Stogit	100%	Lombardia	42,31	1/1/1997
Settala	Stogit	100%	Lombardia	50,73	1/1/1997

(A) Concessioni non attive.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

FIG. 3.9 Spazio negli stoccaggi negli ultimi anni termici (in G(m³) standard)

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

CAPITOLO 3

Il sistema di stoccaggio del gas italiano comprende una capacità di stoccaggio commerciale, che viene riempito durante la stagione estiva, mentre durante la stagione invernale consente prelievi di gas a vantaggio prevalentemente del consumo domestico. Oltre alla capacità commerciale vi sono 4,6 G(m³) di riserva strategica permanentemente stoccati, utilizzabili in caso di emergenza, cioè solo in caso di lunghe riduzioni degli approvvigionamenti che causino l'esaurimento degli stoccaggi commerciali. L'ampiezza dello stoccaggio strategico, i cui costi vengono suddivisi tra i produttori e gli importatori di gas, è stabilita dal Ministero dello sviluppo economico (Tav. 3.9).

TAV. 3.9 Distribuzione dello spazio di stoccaggio offerto negli anni termici 2020-2021 e 2021-2022 (in MS(m³))

SERVIZIO	PRODOTTO	SPAZIO NELL'ANNO TERMICO	
		2020-2021	2021-2022
Minerario	Definito da MSE	168	101
Bilanciamento trasporto	A richiesta	100	100
Modulazione di punta	Annuale	7.764	7.811
Modulazione uniforme	Annuale	4.115	3.938
Modulazione uniforme	Pluriennale	1.307	1.121
Modulazione uniforme	Flessibilità	60	60
Strategico	Definito da MSE	4.620	4.620
TOTALE		18.134	17.751

Fonte: ARERA.

Nell'anno termico 2020-2021, che si è concluso il 31 marzo 2021, il sistema di stoccaggio ha complessivamente offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a 17,75 G(m³), di cui 4,6 G(m³) destinati allo stoccaggio strategico. Lo spazio offerto ad asta è stato interamente conferito (Fig. 3.9). Al 31 ottobre 2020 il riempimento degli stoccaggi era pari a 13,18 G(m³). La punta nominale massima di erogazione raggiunta nell'anno è stata di 258,4 milioni di metri cubi standard/giorno: 248 M(m³)/g negli stoccaggi di Stogit, 8,9 M(m³)/g in quelli di Edison e 1,5 M(m³)/g in quelli di Ital Gas Storage.

L'assetto normativo relativo ai servizi di stoccaggio è stato definito nel febbraio 2021, con l'emanazione, da parte del Ministero dello sviluppo economico, del consueto decreto in materia (decreto 21 febbraio 2021). Tale assetto replica in massima parte quello dell'anno precedente (Tav. 3.9) e, in particolare, fissa:

- la capacità disponibile per lo stoccaggio di modulazione di punta, per l'anno termico 2021-2022, pari a 7,811 G(m³) conferiti in asta; a tale capacità è associato un prodotto con una prestazione di erogazione decrescente in funzione dello svaso;
- la restante capacità, pari a 5,119 G(m³), è associata a prodotti sempre conferiti in asta, ma con un profilo di prelievo uniforme nel corso dell'anno o che comunque ampliano l'offerta di flessibilità. Tale capacità è suddivisa in capacità per il servizio di modulazione uniforme, capacità per i servizi di flessibilità e capacità per il servizio di stoccaggio pluriennale, per una durata di almeno due anni (di cui 0,121 G(m³) già conferiti l'anno scorso).