



2019

Documento di descrizione degli scenari rilevanti ai fini della redazione dei Piani 2019

Documento recante la descrizione degli scenari di riferimento di cui all'articolo 4, comma 1, lettera c), dell'Allegato A alla Deliberazione 468/2018/R/Gas dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Sommario

PREMESSA.....	3
CONSUNTIVO ANNI 2014-2018	4
Consumi primari energetici in Italia	4
Domanda di gas naturale 2018.....	4
Offerta di gas naturale 2018.....	5
Capacità di trasporto nel periodo 2015-2019	7
PROIEZIONI DI DOMANDA E OFFERTA DI GAS NEL PERIODO 2018-2035	10
Contesto economico, PIL e demografia.....	10
Previsioni di domanda e offerta di gas naturale e biometano	10
Scenari di domanda gas per la definizione delle infrastrutture	11
Coerenza scenari di domanda con altri scenari italiani ed europei	12
Contrasting scenario per progetti con impatto transfrontaliero	13
<i>Assunzioni sulla domanda gas</i>	14
<i>Assunzioni sullo scenario infrastrutturale</i>	14
<i>Assunzioni sulla potenzialità delle fonti di approvvigionamento</i>	14
<i>Assunzioni prezzi fonti energetiche</i>	15

PREMESSA

Il presente documento descrive gli scenari di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale con altri Paesi che saranno considerati per la redazione dei piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale di cui alla delibera 468/2018/R/GAS dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

Nella prima parte del documento viene presentato il contesto energetico italiano e la sua evoluzione negli ultimi tre anni con un dettaglio specifico riguardante l'evoluzione della domanda e dell'offerta di gas naturale. Di seguito viene quindi descritta la previsione di domanda e offerta gas italiana fino al 2035 e le ipotesi di fondo utilizzate per la stima di tale dato. Viene inoltre descritta la metodologia per la determinazione della domanda per la definizione delle infrastrutture da inserire nei piani. Infine vengono presentati gli scenari di domanda, disponibilità delle fonti di approvvigionamento energetico, prezzo delle fonti energetiche e disponibilità infrastrutturali che saranno utilizzati per la determinazione dei benefici dei principali progetti con impatto transfrontaliero inclusi nei piani.

CONSUNTIVO ANNI 2014-2018

Consumi primari energetici in Italia

La domanda di energia primaria nel 2018 è stata di 172,3 Mtep e rispetto al dato 2017 ha registrato un aumento dell'1,6%, a fronte di una crescita del PIL reale dello 0,9%. Il dato, nonostante sia in crescita per il terzo anno consecutivo, si inquadra in un percorso di riduzione dei consumi di energia primaria intrapreso dal paese e determinato sia dalle politiche di risparmio energetico sia dall'impatto della profonda crisi economica manifestatasi negli anni successivi al 2008. Rispetto al massimo storico nel 2005 (197,8 Mtep) sul periodo 2005 -2018 la domanda energia primaria del Paese ha registrato una contrazione di circa 25,5 Mtep con una riduzione media annua del 1,0% e toccando un minimo di 166 Mtep nel 2014. Successivamente al 2014 il consumo di energia primaria in Italia ha ripreso una fase di crescita con un incremento dell'1% medio annuo sul periodo 2014-2018.

La ripresa della domanda energetica ha favorito l'incremento dei consumi di gas naturale che nel 2018 raggiungono i 59,5 Mtep coprendo circa il 35% dei consumi di energia primaria. La domanda di gas naturale è incrementata del 4,5% medio annuo, passando da 50,7 Mtep del 2014 a circa 59,5 Mtep del 2018. Tale incremento risulta giustificato in buona parte dalla progressiva riduzione dei consumi di carbone che sullo stesso periodo registrano una contrazione di circa 4,5 Mtep passando dai 13,7 Mtep nel 2014 a 9,2 Mtep nel 2018. Sostanzialmente stabile la domanda di prodotti petroliferi che mantengono sul mix nazionale una percentuale del 34% e sul periodo 2014 -2017 registrano un tasso medio annuo di crescita dello 0,6%.

Le energie rinnovabili nel 2018 raggiungono 35,3 Mtep rappresentando il 21% sul mix energetico nazionale ed in crescita di circa 3,5 Mtep rispetto al 2017. La dinamica che si registra sul periodo 2014 -2018, dove l'incremento registrato è di circa 0,7 Mtep, è condizionata dall'andamento della produzione idroelettrica che dopo il massimo registrato nel 2014 (58 TWh) per una stagione estremamente piovosa ha visto un minimo nel 2017 (36 TWh).

TABELLA 1: domanda di energia primaria (Mtep)

	2015	2016	2017	2018
Solidi	13.1	11.8	10.4	9.2
Gas	55.3	58.1	61.5	59.5
Prodotti Petroliferi	58.7	57.8	57.7	58.6
Rinnovabili	32.6	33.2	31.7	35.3
Energia Elettrica	10.2	8.2	8.3	9.7
TOTALE	169.8	169.1	169.7	172.3

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, "Bilancio Energetico Nazionale 2017", (*) 2018 – preliminare

Domanda di gas naturale 2018

La domanda di gas in Italia nel 2018 è stata pari a 72,7 miliardi di metri cubi, in calo di circa 2,5 miliardi di metri cubi (-3,3%) rispetto al 2017. Tale riduzione è da attribuirsi principalmente alla riduzione dei consumi nel settore termoelettrico (-2,1 Gm³; -8,2%) che è condizionato dall'aumento delle importazioni elettriche e della generazione da rinnovabile, con una produzione idroelettrica che ritorna a livelli normali dopo la scarsità idrica dell'anno precedente.

In lieve calo la domanda nel settore civile (-0,3 Gm³; -1,1%), per una climatica più mite con temperature più alte di circa 0,3°C rispetto al 2017. Nello specifico, la domanda di gas del settore civile depurata degli effetti

climatici rimane sostanzialmente invariata rispetto al 2017 (+0,04 Gm³; +0,1%). La tabella sottostante riporta la segmentazione della domanda gas in Italia per usi finali.

TABELLA 2: Domanda di gas naturale in Italia per usi finali

Miliardi di smc @ 10,6 kWh/smc	2016	2017	2018	Var. ass 2018 vs 2017	Var. % 2018 vs 2017
Residenziale e terziario	28,9	29,5	29,2	-0,3	-1,1%
Termoelettrico	23,4	25,4	23,3	-2,1	-8,2%
Industria	14,5	15,7	15,9	0,2	1,0%
Altri settori (*)	2,1	2,1	2,0	-0,1	-4,3%
Consumi e perdite	2,0	2,5	2,3	-0,2	-6,6%
Totale Domanda	70,9	75,2	72,7	-2,5	-3,3%

Con riferimento alla domanda giornaliera di gas, il 2018 è stato caratterizzato da una domanda di punta giornaliera elevata che ha raggiunto i 396 Mm³/g (28/2/2018), quando l'ondata di freddo "Burian" ha fatto registrare una temperatura media nazionale di -1°C, una condizione di freddo eccezionale per il periodo. Tale valore rappresenta uno dei più elevati registrati dal 2012, anno in cui si è raggiunta la domanda di punta massima storica pari a 464 Mm³/g (7/2/2012). I maggiori contributi alla punta sono legati ai prelievi del settore civile, attraverso le reti di distribuzione, che hanno registrato un prelievo massimo di 262 Mm³/g, a fronte di un massimo storico del 2012 di 303 mm³/g. Con riferimento ai prelievi giornalieri di gas del settore termoelettrico i valori massimi, circa 100 Mm³/g, si sono registrati ad inizio agosto sostenuti da elevate temperature e, nella terza settimana di novembre, quando a causa di una intensa ondata di freddo oltralpe le importazioni di elettricità dalla Francia hanno registrato una rilevante riduzione.

Offerta di gas naturale 2018

L'offerta di gas naturale in Italia nel 2018 è stata pari a 72,7 miliardi di metri cubi, in calo di circa 2,5 miliardi di metri cubi (-3,3%) rispetto al 2017.

Le importazioni di gas naturale nel 2018 sono state pari a 67,7 miliardi di metri cubi, rappresentando circa il 93% dell'offerta totale, con un calo del fabbisogno da importazione rispetto all'anno precedente del 2,4% circa, pari in valore assoluto a circa 1,7 miliardi di metri cubi.

La tabella sottostante riporta l'evoluzione delle importazioni di gas naturale nel 2016-2018 distinguendo tra importazioni via Pipeline e Importazioni di GNL.

TABELLA 3: Importazioni di gas naturale in Italia

MILIARDI DI SMC @ 10,6 kWh/SMC	2016	2017	2018	Var. ass 2018 vs 2017	Var% 2018 vs 2017
IMPORTAZIONI VIA PIPELINE	58,65	60,97	59,03	-1,94	-3,2%
IMPORTAZIONI GNL	6,42	8,38	8,66	0,28	3,3%
TOTALE IMPORTAZIONI	65,07	69,35	67,7	-1,65	-2,4%

La produzione nazionale nel 2018 è stata pari a 5,1 miliardi di metri cubi registrando una riduzione del 2%, circa 0,1 miliardi di metri cubi in valore assoluto e confermando un trend che nell'ultimo decennio ha registrato complessivamente una riduzione del 40% circa.

Nella tabella seguente è riportata, come indicazione del livello di utilizzo della rete, l'offerta di gas in Italia nel triennio 2016-2018. La riduzione delle importazioni è principalmente attribuibile alla riduzione del gas dal nord Africa (Mazara riduzione di 1,8 miliardi di metri cubi rispetto al 2017 (-9,5%). Cresce l'import da Passo Gries (0,5 miliardi di metri cubi ;+7%) che compensa quasi completamente la riduzione dell'import da Tarvisio (-0,5 miliardi di metri cubi ;-1,6%). In leggero calo anche l'import dalla Libia (Gela -0,2 miliardi di metri cubi; -3,7%). Le importazioni via GNL sono cresciute del 3,3% rispetto al 2017.

TABELLA 4: Utilizzo della rete nel periodo 2016-2018

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWh/SMC	2016	2017	2018	VAR. ASS 2018 VS 2017	VAR% 2018 VS 2017
TARVISIO IMPORTAZIONE	28,3	30,18	29,69	-0,49	-1,6%
MAZARA DEL VALLO	18,87	18,88	17,09	-1,79	-9,5%
PASSO GRIES IMPORTAZIONE	6,7	7,25	7,76	0,51	7,0%
GELA	4,81	4,64	4,47	-0,17	-3,7%
GORIZIA IMPORTAZIONE	0,01	0,02	0,03	0,01	50,0%
CAVARZERE (GNL)	5,72	6,85	6,71	-0,14	-2,0%
PANIGAGLIA (GNL)	0,22	0,62	0,88	0,26	41,9%
LIVORNO (GNL)	0,48	0,91	1,07	0,16	17,6%
TOTALE IMPORTAZIONI	65,1	69,35	67,70	-1,65	-2,4%
PRODUZIONI NAZIONALI (*)	5,57	5,24	5,12	-0,12	-2,3%
SALDO NETTO PRELIEVI/EMISSIONI STOCCAGGIO (**)	-0,2	0,23	-0,43	-0,66	-
TOTALE DISPONIBILITÀ DI GAS NATURALE	70,4	74,82	72,39	-2,43	-3,2%
RICONSEGNA AL MERCATO NAZIONALE	69,91	73,97	71,48	-2,49	-3,4%
TOTALE ESPORTAZIONI	0,26	0,33	0,45	0,12	36,4%
CONSUMI ED EMISSIONI SNAM RETE GAS	0,23	0,28	0,27	-0,01	-3,6%
GAS NON CONTABILIZZATO E ALTRE VARIAZIONI	0,03	0,24	0,19	-0,05	-20,8%
TOTALE PRELIEVI DI GAS NATURALE	70,4	74,82	72,39	-2,43	-3,2%
GAS IMMESSO SU RETE REGIONALE DI ALTRI OPERATORI (***)	0,04	0,03	0,03	0	0,0%
TOTALE ESPORTAZIONI	0,26	0,33	0,45	0,12	36,4%
ALTRI CONSUMI (****)	0,71	0,63	0,69	0,06	9,5%
TOTALE OFFERTA ITALIA	70,9	75,15	72,66	-2,49	-3,3%

(*) Dato al netto degli autoconsumi di gas dei pozzi

(**) Inteso come saldo tra prelievo da stoccaggio (+) e immissioni in stoccaggio (-) espressi al lordo dei consumi per iniezione/erogazione

(***) Include la variazione dell'invaso in rete. Nel bilancio energetico redatto da Snam Rete Gas è definito convenzionalmente GNC la differenza fisiologica tra le quantità di gas misurate all'ingresso della rete e le quantità di gas misurate all'uscita, derivante dalla tolleranza tecnica degli strumenti di misura.

(****) Comprende i consumi dei terminali di GNL, i consumi delle centrali di compressione per stoccaggio e delle centrali per il trattamento della produzione

Capacità di trasporto nel periodo 2015-2019

La capacità di trasporto continua ed interrompibile ad inizio anno termico 2018 – 2019, relativa ai punti di entrata interconnessi con l'estero e con i terminali GNL, è pari a 370,2 milioni di metri cubi/giorno. Si evidenzia in particolare che sui punti di Entrata di Mazara del Vallo e Gela è resa disponibile una capacità concorrente di 24,4 milioni di metri cubi/giorno ai sensi del capitolo 5 paragrafo 3 del Codice di Rete. In aggiunta alle capacità sopra descritte, sono disponibili capacità di trasporto ai punti di entrata delle produzioni nazionali per un totale di 23,4 milioni di metri cubi/giorno. Per questi ultimi è stata inoltre messa a disposizione capacità di trasporto modulata nell'arco dell'anno, introducendo due periodi, estivo ed invernale, nell'ottica di incrementare la capacità di trasporto nel periodo invernale.

TABELLA 5: CAPACITA' DI IMPORTAZIONE 2016 – 2018

MILIONI DI SMC/GIORNO	Anno termico 2016-2017			Anno termico 2017-2018			Anno termico 2018-2019		
	Continua	Interrompibile	Totale	Continua	Interrompibile	Totale	Continua	Interrompibile	Totale
Punti di entrata									
Mazara del Vallo	103	3,2	106	107	3,5	111	105,0	3,8	108,8
Gela	41,9	3,2	45,1	46	3,5	49,2	45,4	3,8	49,2
Capacità concorrente (*)	18,6		18,6	27,3		27,3	24,4		24,4
Totale SUD	126	6,4	132	126	6,7	133	126,0	7,6	133,6
Panigaglia (GNL)	13		13	13		13	13,0		13,0
Cavarzere (GNL)	26,4		26,4	26,4		26,4	26,4		26,4
Livorno (GNL)	15		15	15		15	15,0		15,0
Totale CENTRO	54,4		54,4	54,4		54,4	54,4		54,4
Passo Gries	59	5,4	64,4	59	5,4	64,4	59,0	5,4	64,4
Tarvisio	107	6,7	114	107	6,1	113	106,9	6,1 (**)	113,0
Gorizia	2	2,8	4,8	1,9	2,9	4,8	1,9	2,9	4,8
Totale NORD	168	14,9	183	168	14,4	182	167,8	14,4	182,2
CAPACITA' TOTALE	348	21,3	370	348	21,1	369	348,2	22,0	370,2

(*) E' offerta una capacità concorrente sui punti di entrata di Mazara del Vallo e Gela e ai sensi del capitolo 5 paragrafo 3 del Codice di Rete e pertanto 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.

(**) Dal 26/02/2018 al 02/03/2018 si sono resi disponibili 2,5 MSm3/g (26.980.037 kWh/g) aggiuntivi per un totale di 8,6 MSm3/g (92.811.328 kWh/g) di capacità interrompibile.

TABELLA 6a: CAPACITÀ MASSIME UTILIZZATE NEL PERIODO 2015-2018

MILIONI DI SMC/G @10,6 KWH/SMC	2015	2016	2017	2018
IMPORTAZIONI				
TARVISIO	116	113,2	115,6	116,8
MAZARA DEL VALLO	64,6	75,5	77,1	75,6
PASSO GRIES	63,5	65,9	59,8	46,5
GELA	28,7	20,4	23,9	23,9
GORIZIA	0,9	2,4	2,5	2,4
CAVARZERE (GNL)	27,1	22,8	27	27,5
PANIGAGLIA (GNL)	6,3	11,2	10,2	11,1
LIVORNO (GNL)	3,7	7,6	12,3	15,4
HUB STOCCAGGIO STOGIT (EROGAZIONE)	159,5	152,3	132,6	117,3
HUB STOCCAGGIO EDISON (EROGAZIONE)	6,1	7,6	8,7	8,9
HUB STOCCAGGIO ITALGAS STORAGE (EROGAZIONE)	-	-	-	0
PRODUZIONI NAZIONALI (DATO AGGREGATO)	19,1	17,2	16,5	14,8
ESPORTAZIONI				
TARVISIO	2,1	2,6	5,8	9,1
PASSO GRIES	0	0	0	3,6
GORIZIA	0,2	1,3	2,3	1,6
BIZZARONE	0,3	0,3	0,8	0,8
SAN MARINO	0,6	0,7	0,4	0,4
HUB STOCCAGGIO STOGIT (INIEZIONE)	81,2	84,4	96,1	103,4
HUB STOCCAGGIO EDISON (INIEZIONE)	5,1	5,3	6,7	7
HUB STOCCAGGIO ITALGAS STORAGE (INIEZIONE)	-	-	-	2,7
AREE DI PRELIEVO	329,6	369,6	418,7	400,2

TABELLA 6b: CAPACITÀ MASSIME IMPEGNATE NEL PERIODO 2015-2018

MILIONI DI SMC/G	2015	2016	2017	2018
IMPORTAZIONI				
TARVISIO	112,3	113,7	113,7	115,5
MAZARA DEL VALLO	86,5	86	84,1	74,2
PASSO GRIES	64,2	64,4	59,8	49,9
GELA	29,4	28,3	23,2	30,3
GORIZIA	0,9	2,4	2,4	1,9
CAVARZERE (GNL)	24,4	24,4	24,4	24,4
PANIGAGLIA (GNL)	10,1	2,7	6,9	5,9
LIVORNO (GNL)	15	15	15	15
HUB STOCCAGGIO STOGIT (EROGAZIONE)	139,7	134,6	130,7	129,6
HUB STOCCAGGIO EDISON (EROGAZIONE)	6	7,6	8,6	8,8
HUB STOCCAGGIO ITALGAS STORAGE (EROGAZIONE)	-	-	-	1,5
PRODUZIONI NAZIONALI (DATO AGGREGATO)	24,9	23,8	20,7	19,7
ESPORTAZIONI				
TARVISIO	2,2	2,5	5,7	9,9
PASSO GRIES	-	-	0,3	5,5
GORIZIA	0,3	1,2	2,2	1,6
BIZZARONE	0,9	0,9	0,8	0,8
SAN MARINO	0,4	0,3	0,4	0,4
HUB STOCCAGGIO STOGIT (INIEZIONE)	92,6	92,6	98,7	102,6
HUB STOCCAGGIO EDISON (INIEZIONE)	6,2	6	6,9	7,1
HUB STOCCAGGIO ITALGAS STORAGE (INIEZIONE)	-	-	-	2,9
AREE DI PRELIEVO	425	419,9	428,3	435

PROIEZIONI DI DOMANDA E OFFERTA DI GAS NEL PERIODO 2018-2035

Contesto economico, PIL e demografia

Gli scenari previsionali di domanda e offerta gas sono sviluppati, per il piano decennale di sviluppo, da Snam tenendo conto degli indirizzi di politica energetica ed ambientale previsti a livello italiano europeo e mondiale. Ne risulta che le previsioni alla base del piano siano sostanzialmente conformi a quelle presentate nel piano di sviluppo della rete a livello europeo, a meno degli indirizzi più recenti della politica nazionale in ambito di perseguimento dei target ambientali (ad esempio il coal phase-out al 2025). Di seguito vengono indicati i criteri alla base degli scenari utilizzati. Lo scenario si fonda su una ripresa del quadro macroeconomico e della domanda elettrica già dal 2017, con una crescita attesa del PIL pari allo 0,9% sul periodo 2018-2035. Lo scenario demografico che si considera prevede una crescita della popolazione a 62,7 milioni di abitanti al 2035 con un incremento medio annuo sul di circa 0,15% periodo 2018-2035.

Previsioni di domanda e offerta di gas naturale e biometano

La domanda di gas in Italia rimane al di sopra dei 70 miliardi di metri cubi fino al 2030, assumendo poi al 2035 un valore pari a 69 miliardi di metri cubi. Nell'arco temporale considerato, nel settore residenziale e terziario ci si attende una riduzione prospettica dei consumi dell'1,4% medio annuo legata all'incremento dell'efficienza energetica degli edifici, all'efficientamento dei sistemi di riscaldamento con sostituzione delle caldaie tradizionali con caldaie a condensazione ed alla penetrazione delle fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento attraverso biomasse, solare termico, e progressiva diffusione delle pompe di calore elettriche. Nel settore termoelettrico la domanda complessiva di gas vede una diminuzione del -0,8% medio annuo, raggiungendo al 2035 i 21,2 miliardi di metri cubi. I consumi del settore termoelettrico risentono del forte sviluppo delle rinnovabili intermittenti che, nel lungo termine, compensano la crescita di domanda gas del settore dovuta alla totale fuoriuscita dal carbone prevista al 2025. Nel settore industriale, è prevista una riduzione dei consumi del -0,2% medio annuo, legata a un recupero di efficienza che supera la dinamica di crescita connessa con la crescita economica che vede l'indice della produzione industriale non superiore allo 0,9% medio nel periodo 2018-2035. All'interno di questo scenario è previsto un contributo del biometano, con uno sviluppo della produzione fino a circa 2,5 miliardi di metri cubi al 2035 destinati all'utilizzo come biocarburante nei trasporti, contribuendo a soddisfare gli obblighi europei di consumo di biocarburanti sostenibili nel settore dei trasporti. I volumi di biometano previsti tengono conto dello sviluppo di una filiera agricolo/industriale per la produzione di biometano sia da matrice agricola sia da rifiuti. La tabella sottostante riporta il dettaglio dei consumi annuali attesi per segmento di mercato.

TABELLA 7 Proiezioni di domanda di gas naturale e biometano in Italia

MILIARDI DI SMC @ 10,6 kWh/SMC	2018	2023	2028	2030	2035	VAR. %	VAR. %
						media annua 2018-2028	media annua 2018-2035
RESIDENZIALE E TERZIARIO	28.8	27,5	25,8	24,9	22,4	-1,1%	-1,5%
TERMOELETTRICO	24.2	22,6	23,5	21,3	21,2	-0,3%	-0,8%
INDUSTRIA	15.4	16,4	15,9	15,6	14,9	0,3%	-0,2%
ALTRI SETTORI (*)	2.0	2,6	5,4	6,9	8,1	10,4%	8,6%
CONSUMI E PERDITE	2.3	2,5	2,5	2,4	2,3	0,8%	0,0%
TOTALE DOMANDA	72.7	71,6	73,1	70,9	68,9	0,1%	-0,3%

(*) Comprende i consumi dei settori Agricoltura e Pesca, Sintesi Chimica e Autotrazione

In uno scenario di decarbonizzazione più sfidante, come in discussione a livello europeo all'interno del Piano Energia e Clima che prevede un target di rinnovabili (32,5%), efficienza energetica (32%) e riduzione delle emissioni (-40%) a livello comunitario al 2030, il biometano può giocare un ruolo ancora più rilevante, con una produzione potenziale per l'Italia di 9 miliardi di metri cubi al 2035. Infatti, il biometano è una fonte rinnovabile programmabile che può essere vettoriata attraverso la rete di trasporto gas, immagazzinata negli impianti di stoccaggio e usata sia per usi civili e trasporto, ma anche nella generazione elettrica, contribuendo in maniera decisiva alla progressiva decarbonizzazione del mix di generazione elettrico e all'ottimizzazione dei costi di integrazione (reti e batterie) che il sistema dovrà sostenere per accogliere ed integrare le fonti rinnovabili. In questo contesto legislativo, l'Italia e gli altri stati membri dell'Europa sono chiamati a elaborare e formalizzare entro il 2019 un nuovo Piano Clima Energia Nazionale.

TABELLA 8: Proiezione offerta di gas naturale e biometano

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWh/SMC	2018	2023	2028	2030	2035	VAR. %	
						media annua	
						2017-2027	2017-2035
IMPORTAZIONI	67,7	70,4	72,3	69,9	68,3	0,7%	0,1%
PRODUZIONE NAZIONALE	5,1	6,3	5,9	6,1	5,8	1,3%	0,7%
ESPORTAZIONI	-0,3	-5,1	-5,1	-5,1	-5,1	34,2%	18,9%
TOTALE OFFERTA*	72,7	71,6	73,0	70,9	68,9	0,1%	-0,3%

(*) Dato al netto degli autoconsumi di gas dei pozzi

Scenari di domanda gas per la definizione delle infrastrutture

Per la definizione delle infrastrutture in progetto che verranno inserite all'interno del piano vengono presi in considerazione scenari previsionali giornalieri che vengono declinati sul contesto geografico italiano.

La previsione di domanda a livello nazionale viene disaggregata sul territorio tenendo conto della distribuzione dei punti di riconsegna, al fine di fornire una distribuzione geografica dei consumi sulla rete di trasporto del gas naturale. L'evoluzione dei consumi di ciascun punto di riconsegna viene elaborata con modelli di regressione lineare che tengono conto delle serie storiche dei prelievi, delle capacità conferite, dei fattori di utilizzo registrati e di tutte le informazioni disponibili, tecniche e commerciali, utili al processo di previsione della domanda di gas. Oltre alla distribuzione geografica della previsione di domanda viene modellizzata la distribuzione temporale dei prelievi nel corso dell'anno. Gli scenari giornalieri di domanda gas hanno infatti grande variabilità nel corso dell'anno essendo influenzati sia dalla climatica stagionale sia dalla ciclicità della produzione industriale. Gli scenari giornalieri vengono ottenuti modulando lo scenario annuale attraverso coefficienti giornalieri propri di ciascun punto di riconsegna, elaborati partendo dalle serie storiche dei prelievi giornalieri.

Per valutare particolari situazioni di criticità sulla rete di trasporto del gas vengono simulati inoltre scenari giornalieri di domanda "estremi" quali ad esempio scenari di domanda gas in condizioni di freddo eccezionale, scenari di minimo prelievo estivo dalla rete di trasporto o scenari di domanda gas che tengono conto di fenomeni esogeni quali, ad esempio, l'indisponibilità della generazione elettrica da fonti rinnovabili o la momentanea mancanza di importazione di energia elettrica dall'estero.

A titolo indicativo, il rapporto tra domanda media giornaliera invernale ed estiva è di circa 2 a 1 in condizioni normali mentre arriva a 3 a 1 in condizioni di freddo eccezionale.

A fronte dell'andamento atteso della domanda annua si stima che, anche in prospettiva ed in modo indipendente dagli scenari di domanda annua considerati, la domanda giornaliera di picco non subirà rilevanti variazioni rispetto ai valori massimi storici registrati fino al 2012 (record storico registrato il giorno 6 febbraio 2012 pari a 472 milioni di metri cubi). In particolare è necessario considerare il ruolo di back-up della generazione termoelettrica a gas in relazione allo sviluppo della generazione elettrica da fonti rinnovabili intermittenti. Nella tabella seguente viene riportato il dettaglio della domanda massima giornaliera registrata e del massimo prelievo storico termoelettrico (registrato il 19-07-2007).

MILIONI DI SMC @ 10,6 KWH/SMC	06-feb-12	Max assoluto termoelettrico
RETI DI DISTRIBUZIONE	302,9	
INDUSTRIALE	46,4	
TERMOELETTRICO	110,3	127,6
ALTRO (*)	12,5	
TOTALE	472,1	

Le importazioni di gas continueranno ad essere la fonte primaria di copertura della domanda e, insieme all'incremento della produzione nazionale, potranno sostenere il crescente ruolo di transito del sistema gas italiano, promosso dai progetti di sviluppo delle infrastrutture di importazione e di esportazione sulla rete. Si stima quindi un incremento delle importazioni di gas per l'esportazione verso nord (possibile sia a Passo Gries sia a Tarvisio) fino a 5 miliardi dal 2023. In questo scenario, l'incremento dei flussi in entrata viene più che compensato dal calo delle importazioni per la copertura del fabbisogno domestico, portando quindi il totale delle importazioni a calare dello 0,1% medio annuo. L'offerta di gas dai campi "convenzionali" di produzione nazionale, vede diminuire il proprio contributo sull'intero periodo (circa -3% medio annuo sul periodo 2018 – 2035), mentre il biometano raggiunge una produzione di circa 2,5 miliardi di metri cubi al 2035.

Coerenza scenari di domanda con altri scenari italiani ed europei

Gli scenari di riferimento per le previsioni di domanda gas in Europa rilevanti per il presente documento sono quelli predisposti da ENTSOG nell'ambito dell'elaborazione del piano europeo di sviluppo della rete (di seguito TYNDP). Gli scenari ENTSOG tengono in considerazione gli scenari elaborati dalla Commissione Europea (EUCO 30 e target europei 2050), rispetto ai quali prevedono il rispetto dei target di politica energetica e ambientale stabiliti a livello comunitario. Anche gli scenari elaborati dall'International Energy Agency (IEA – World Energy Outlook) risultano rilevanti per l'elaborazione degli scenari ENTSOG, in quanto utilizzati come riferimenti per i prezzi dei fuel (petrolio, gas, carbone) e delle emissioni di CO2.

I risultati degli scenari ENTSOG sono elaborati sulla base delle informazioni fornite da ciascun membro dell'associazione nell'ambito di un processo di raccolta dati organizzato a cadenza biennale, in linea con i cicli di elaborazione del TYNDP. A partire dal TYNDP 2018, è stato previsto a livello europeo un coordinamento tra ENTSOG ed ENTSOE volto a definire, attraverso un processo congiunto di elaborazione e consultazione, un set di scenari di riferimento comune alle due associazioni e basato su potenziali e differenziate evoluzioni del panorama energetico, economico e tecnologico (c.d. "storylines"). Tale processo congiunto prevede che ENTSOG e ENTSOE concordino in maniera qualitativa i principali parametri che caratterizzano ciascuno scenario secondo la rispettiva storylines di base quali, a titolo esemplificativo: crescita economica, variazioni attese nella domanda di gas ed elettricità, grado di raggiungimento degli obiettivi di politica energetica ed ambientale, sviluppi tecnologici etc. Infine, i membri delle due associazioni elaborano le rispettive stime di domanda di gas e elettricità in coerenza con gli scenari congiuntamente concordati.

Il processo – di tipo "bottom-up" – per gli usi finali del gas, è integrato con le valutazioni ENTSOE per la domanda termoelettrica di gas ed è finalizzato a garantire quanto più possibile la coerenza tra piani europei e nazionali, con particolare riferimento alle previsioni - sia di picco che annuali – di domanda gas. Le "storylines" elaborate in ambito europeo, infatti, sono riconducibili a scenari di evoluzione coerenti con quelli considerati da Snam Rete Gas nell'ambito dell'elaborazione dei propri piani di sviluppo.

Lo scenario di evoluzione della domanda utilizzato nel presente Piano risulta quindi essere sostanzialmente allineato con le proiezioni di domanda gas raccolte da ENTSOG e valide per il sistema italiano nella redazione del TYNDP 2018 pubblicate sul sito dell'associazione (1). In particolare lo scenario è coerente con lo scenario "Distributed Generation".

In analogia con la decisione di ENTSOG e ENTSOE di sviluppare scenari energetici congiunti a livello europeo, si segnala che anche a livello nazionale è in corso di definizione un processo di coordinamento fra SNAM e l'operatore della rete di trasmissione dell'energia elettrica Terna.

Scenari TYNDP Entsog

Gli scenari inclusi nel TYNDP per il lungo termine sono tre: Sustainable Transition, Distributed Generation e Global Climate Action. A questi si aggiunge uno scenario di breve termine: Best Estimate 2020 e Best Estimate 2025 (con sensitivity della competizione tra gas e carbone). Dei tre scenari di lungo termine, lo scenario più favorevole al gas è il Sustainable Transition.

Best Estimate 2020 e 2025

La domanda di gas per Usi finali e Non-network considerata nel "Best Estimate" è di 48 miliardi di metri cubi al 2020 e di 50,5 miliardi di metri cubi al 2025. Per il settore termoelettrico il "Best Estimate" stima al 2020 una domanda di gas di circa 16 miliardi di metri cubi. Per il 2025 nel "Best Estimate" si considerano due ipotesi di merit order nella competizione tra le fonti: gas before coal (GBC) che massimizza la generazione da gas e coal before gas (CBG) che massimizza la generazione da carbone.

Sustainable Transition

La domanda di gas per Usi finali e Non-network considerata nel "Sustainable Transition" è di 52,3 miliardi di metri cubi al 2030 e di 51,7 miliardi di metri cubi al 2040. La domanda di gas per generazione di energia elettrica considerata nel "Sustainable Transition" risulta di 28,9 bcm e 27,3 bcm rispettivamente al 2030 e al 2040.

Distributed Generation

La domanda di gas per Usi finali e Non-network considerata nel "Distributed Generation" è di 46,0 miliardi di metri cubi al 2030 e di 41,5 miliardi di metri cubi al 2040. Per quanto riguarda il settore Termoelettrico, la domanda di gas al 2030 ed al 2040 nello scenario Distributed Generation vale rispettivamente 20,8 e 20,4 miliardi di metri cubi.

Global Climate Action

Lo scenario Global Climate Action è stato elaborato solo per il 2040 e considera una domanda di gas per Usi finali e Non-network di 43,7 miliardi di metri cubi. La domanda di gas per generazione di energia elettrica considerata nel "Global Climate Action" risulta di 19,5 bcm al 2040.

Contrasting scenario per progetti con impatto transfrontaliero

Al fine di far apprezzare i benefici dei progetti proposti nel Piano Decennale che hanno impatti transfrontalieri, in scenari anche molto differenti fra loro, Snam Rete Gas ha svolto le analisi nell'ambito di un contesto Europeo. Basandosi sulle informazioni disponibili relativamente al TYNDP 2018-2027 di Entsog sono stati costruiti 3 scenari denominati "Central", "South Route" e "North Route" caratterizzati dalle seguenti assunzioni relativamente a:

- domanda gas;
- scenario infrastrutturale europeo;
- potenzialità delle fonti di approvvigionamento;
- prezzo delle fonti energetiche.

Assunzioni sulla domanda gas

Le proiezioni di domanda gas sono state dettagliate sia per l'Italia che per il resto dell'Europa. Per l'Italia è stato utilizzato lo scenario di piano precedentemente presentato.

Per il resto d'Europa, la domanda gas assunta coincide con quella fornita da ENTSOG nel piano decennale 2018 (TYNDP 2018). In particolare negli scenari Central e South Route, la domanda gas coincide con i dati dello scenario Sustainable Transition (ST), mentre nello scenario North Route coincide con i dati dello scenario Distributed Generation (DG). I tre scenari, Central, South Route e North Route, prevedono la stessa domanda fino al 2025 e pari a 306 Gmc/a (EU6); successivamente lo scenario North Route si assesta su valori inferiori, 276 Gmc/a nel 2030, per poi diminuire fino a 257 Gmc/a nel 2040, mentre gli scenari Central e South Route presentano una decrescita meno marcata, passando da 305 Gmc/a nel 2030 a 280 Gmc/a nel 2040.

Per quanto riguarda i consumi termoelettrici, sono stati valutati come somma di due contributi: una componente rigida, anelastica al prezzo del gas naturale, le cui proiezioni sono allineate a quanto sopra descritto, e una componente sensibile a variazioni di prezzo del gas. Quest'ultima quota è stata stimata attraverso l'uso di un modello per la definizione del dispacciamento e dei prezzi all'ingrosso del gas (Pegasus 3) il quale ha consentito, per ogni scenario, di quantificare il volume di gas per generazione elettrica aggiuntivo e connesso a una maggiore competitività del gas verso altri combustibili (tra tutti il carbone).

Assunzioni sullo scenario infrastrutturale

In tutti gli scenari si assume una stessa configurazione infrastrutturale.

In Europa l'infrastruttura simulata è quella prevista da ENTSOG nel piano decennale del 2018 (TYNDP 2018) e definita come infrastruttura allo stato "Advanced".

Relativamente allo scenario infrastrutturale considerato sono da mettere in evidenza le seguenti assunzioni:

- il completamento del Nord Stream II, gasdotto che collega la Russia con la Germania, la cui capacità nel 2020 raggiungerebbe 110 Gmc/a (attualmente è pari a 55 Gmc/a);
- La riduzione della capacità in entrata a Wallbach, punto di interconnessione tra Germania e Svizzera, in conseguenza della indisponibilità di una delle due linee del gasdotto TENP.

Per quanto concerne l'Italia sono state considerate tutte le infrastrutture esistenti inclusa la disponibilità del nuovo sito di stoccaggio di Cornegliano Laudense a partire dal 2019.

Assunzioni sulla potenzialità delle fonti di approvvigionamento

Le analisi sono state condotte assumendo determinate evoluzioni dell'offerta in relazione ai maggiori produttori di gas da cui l'Italia e l'Europa importano, ossia Russia, Algeria e Europa del Nord (Norvegia e Paesi Bassi).

Gli scenari analizzati tengono conto del potenziale massimo e minimo di esportazione indicati da ENTSOG nel TYNDP 2018 e sono stati definiti in modo da favorire nello scenario South Route l'import da Sud (Algeria) mentre in quello North Route l'importazione da Nord Europa, assumendo una maggiore disponibilità di gas russo (ed una minore di gas algerino).

In particolare, lo scenario Central è stato sviluppato tenendo conto di una potenzialità della produzione algerina e russa pressoché stabile e paragonabile a quella ad oggi disponibile. Più in dettaglio nello scenario Central, la capacità di esportazione dalla Russia verso l'Europa via tubo è stabile attorno a 160 Gmc/a lungo tutto l'orizzonte di analisi 2020-40 (in linea con le proiezioni medie di capacità di esportazione di ENTSOG). La capacità di esportazione dall'Algeria cresce da 41 Gmc/a nel 2018 fino a 49 Gmc/a nel 2040 (in linea con le proiezioni di offerta massima di ENTSOG) mentre quella da Nord Europa (Norvegia e Olanda) parte da 143 Gmc/a nel 2018 raggiungendo 80 Gmc/a nel 2040 (in linea con le proiezioni medie di offerta di ENTSOG).

Lo scenario South Route include le stesse assunzioni di esportazione dello scenario Central ad eccezione della produzione nord europea che risulta più bassa, partendo da 134 Gmc/a nel 2018 e raggiungendo 43 Gmc/a nel 2040 (-29 Gmc/a rispetto allo scenario Central). Tale andamento è frutto del recepimento del blocco della produzione del campo di Groningen a partire dal 2030, in linea con quanto recentemente dichiarato dal governo olandese, in concomitanza a proiezioni di produzione minima norvegese, secondo quanto prospettato da ENTSOG.

Lo scenario North Route differisce dallo scenario Central in termini di capacità di offerta dalla Russia e dall'Algeria. Il potenziale flusso in esportazione dalla Russia parte da 193 Gmc/a nel 2018, per poi salire fino a 230 Gmc/a nel 2040 (in linea con le proiezioni di offerta massima di ENTSOG). Il potenziale flusso in esportazione dall'Algeria parte da 22 Gmc/a nel 2018 per poi diminuire fino a 10 Gmc/a nel 2040 (-39 Gmc/a), in linea con le proiezioni di minima offerta sviluppate da ENTSOG.

Assunzioni prezzi fonti energetiche

Le fonti energetiche utilizzate per l'analisi sono: carbone, greggio e CO2. I prezzi delle fonti energetiche sono allineati con le proiezioni utilizzate da ENTSOG nel TYNDP 2018. In particolare, lo scenario Central e South Route fanno riferimento alle proiezioni medie, mentre il North Route riflette le proiezioni minime di prezzo.

La tabella che segue riepiloga le assunzioni adottate nei vari scenari considerati.

	North route	Central	South route
Domanda gas	Europa: "Distributed Generation"	Europa "Sustainable Transition"	
	Italia: Scenario Snam		
Scenario Infrastrutturale	Infrastrutture "Advanced" del TYNDP EntsoG 2018		
Potenzialità fonti di approvvigionamento (rif. TYNDP 2018)	Algeria: Low Nord: High Russia: High	Algeria: High Nord: Low Russia: Medium	Algeria: High Nord: Low + Depletion Groningen Russia: Medium
Supply costs	Stime Poyry sulla base dei prezzi commodities utilizzati da EntsoG		