

Allegato 1 al decreto ministeriale 19 aprile 2013

**Piano di azione preventivo
ai sensi dell'articolo 8, comma 1, del
decreto legislativo n. 93/2011, in conformità
con le disposizioni dell'articolo 10
del Regolamento (UE) n. 994/2010**

INDICE

1.	Scopo.....	3
2.	Inquadramento normativo.....	4
3.	Definizioni.....	5
4.	Risultati della valutazione del rischio.....	6
4.1.	Analisi dell'interruzione dell'approvvigionamento.....	6
4.2.	Analisi dei periodi di freddo intenso.....	6
4.3.	Analisi della crisi del febbraio 2012.....	7
4.4.	Considerazioni finali.....	8
5.	Determinazione della formula N-1.....	9
5.1.	Domanda settoriale annua e domanda giornaliera – Determinazione dei parametri «Dmax» e «Deff».....	9
5.2.	Punti di entrata alla Rete Nazionale dei Gasdotti – determinazione dei parametri «EPm» e «Im».....	10
5.3.	Capacità produttiva – determinazione del parametro «Pm».....	11
5.4.	Terminali GNL presenti in Italia e principali caratteristiche – determinazione del parametro «LNGm».....	12
5.5.	Il sistema di stoccaggio italiano – determinazione del parametro «Sm».....	12
5.6.	Risultato.....	13
6.	Informazioni riguardanti le interconnessioni esistenti.....	14
7.	Misure di contenimento e di prevenzione del rischio.....	15
7.1.	Sistema strutturato di misure informative e di coordinamento.....	15
7.2.	Rafforzamento della sicurezza delle forniture dall'estero.....	15
7.2.1.	Contratti di importazione.....	15
7.2.2.	Accordi intergovernativi.....	17
7.2.3.	Sviluppo di nuove infrastrutture di importazione e di stoccaggio.....	17
8.	Obblighi delle imprese di gas naturale e di altri soggetti per il funzionamento in sicurezza del sistema del gas.....	19
8.1.	Obblighi delle imprese di vendita.....	19
8.2.	Obblighi dei clienti finali.....	20
9.	Adozione, durata e aggiornamento del PAP.....	20

1. Scopo

Il Piano di azione preventivo è redatto ai sensi del D.lgs. n. 93 del 1 giugno 2011, tenuto conto delle disposizioni degli articoli 5 del Regolamento (UE) n. 994/2010 (di seguito Regolamento).

Il Piano di azione preventivo contiene:

- a) i risultati della valutazione del rischio di cui all'articolo 9 del Regolamento;
- b) le misure, i volumi, le capacità e le tempistiche necessari per il rispetto delle norme in materia di infrastrutture e approvvigionamento incluso, ove opportuno, il limite fino al quale le misure a livello di domanda possono compensare adeguatamente, in maniera tempestiva, un'interruzione dell'approvvigionamento, l'identificazione della principale infrastruttura del gas e di ogni altra norma relativa all'aumento di fornitura;
- c) gli obblighi delle imprese di gas naturale e di altri organismi del caso, anche per il funzionamento sicuro del sistema del gas;
- d) le altre misure di prevenzione, quali quelle relative alla necessità di rafforzare le interconnessioni tra Stati membri confinanti e la possibilità, se opportuno, di diversificare le rotte del gas e le fonti di approvvigionamento per affrontare i rischi individuati, al fine di mantenere nella maggiore misura possibile l'approvvigionamento di gas di tutti i clienti;
- e) i meccanismi da utilizzare, ove opportuno, per la cooperazione con altri Stati membri ai fini della formulazione e dell'attuazione dei piani comuni d'azione preventivi e dei piani comuni di emergenza;
- f) le informazioni riguardanti le interconnessioni esistenti e future, incluse quelle che forniscono l'accesso alla rete del gas dell'Unione Europea, i flussi transfrontalieri, l'accesso transfrontaliero alle strutture di stoccaggio e la capacità fisica di trasporto del gas in entrambe le direzioni («capacità bidirezionale»), in particolare in caso di emergenza;
- g) le informazioni riguardanti tutti gli obblighi di servizio pubblico che si riferiscono alla sicurezza di approvvigionamento del gas.

2. Inquadramento normativo

Il Decreto Legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (“DLGS 93/11”), recante *“Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE”*, demanda al Ministero dello sviluppo economico la predisposizione dei Piani di cui agli articoli 5 e 10 del Regolamento.

In particolare l'articolo 8, comma 1, del decreto stabilisce che *“il Ministero dello sviluppo economico provvede alla valutazione dei rischi che incidono sulla sicurezza del sistema nazionale del gas naturale di cui all'articolo 9 del regolamento (CE) n. 994/2010 [...], e definisce il piano di azione preventivo e il piano di emergenza e monitoraggio della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale, tenuto conto delle disposizioni degli articoli 5 e 10 del regolamento n. 994/2010, avvalendosi del Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio del sistema del gas naturale operante presso lo stesso Ministero”*.

In attuazione delle citate disposizioni legislative e regolamentari, il *Documento di valutazione dei rischi* redatto ai sensi dell'articolo 9 del Regolamento n. 994/2010 è stato trasmesso alla Commissione Europea in data 1 dicembre 2011.

3. Definizioni

Autorità: Autorità per l'energia elettrica ed il gas.

Comitato: Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio del sistema del gas, ai sensi dell'articolo 8 del decreto ministeriale 26 settembre 2001.

Direzione: Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche del Ministero dello Sviluppo Economico.

Crisi: si intende una situazione di criticità del sistema gas tale da attivare uno o più livelli (preallarme, allarme ed emergenza) definiti nel Piano di Emergenza.

Impresa maggiore di trasporto: la società Snam Rete Gas S.p.A..

Ministero: Ministero dello Sviluppo Economico.

Ove non diversamente definiti nel presente articolo, gli ulteriori termini indicati in maiuscolo nel presente Piano di Azione Preventivo (PAP) fanno riferimento alle definizioni previste dai Codici approvati dall'Autorità.

4. Risultati della valutazione del rischio

Si riportano di seguito i risultati delle diverse analisi compiute.

4.1. Analisi dell'interruzione dell'approvvigionamento

- *SC1) interruzione importazione attraverso il punto di entrata di Passo Gries per tutto il periodo novembre-marzo, in condizioni climatiche normali (raro)*

A fronte di un'interruzione da Passo Gries per tutto il periodo novembre-marzo, in condizioni climatiche normali, il sistema non presenta criticità anche a fronte di un utilizzo delle importazioni particolarmente contenuto (in media al 65% delle capacità continue disponibili);

- *SC2) interruzione importazione attraverso il punto di entrata di Tarvisio per tutto il periodo novembre-marzo, in condizioni climatiche normali (raro)*

Per l'interruzione da Tarvisio emerge invece la necessità, in alcune simulazioni, di ricorrere allo stoccaggio strategico per sopperire a carenze di volume nel periodo considerato. Ad ogni modo, il massimo ricorso allo stoccaggio strategico è pari a circa 1,1 miliardi di standard metri cubi (GSm³), quindi significativamente inferiore ai 4,6 GSm³ attualmente disponibili per tale finalità e di poco inferiore al valore massimo storico di utilizzo registrato nell'inverno 2005-2006, pari a 1,2 GSm³.

4.2. Analisi dei periodi di freddo intenso

L'analisi del rischio relativa a periodi di freddo intenso evidenzia:

- l'assenza di criticità nel sistema nei seguenti casi:
 - *SC3) periodi di freddo intenso di 7 giorni, anche a fronte di un utilizzo delle importazioni particolarmente contenuto (in media al 65% delle capacità continue disponibili – probabile);*
 - *SC4) periodi di freddo intenso di 30 giorni qualora le importazioni siano utilizzate almeno al 70% delle capacità continue (raro);*
- Il ricorso allo stoccaggio strategico, per volumi massimi di circa 600 milioni di standard metri cubi (MSm³), unicamente nei casi di freddo intenso di 30 giorni (SC4) nei mesi di dicembre, gennaio o febbraio con un coefficiente di utilizzo delle importazioni via gasdotto pari al 65% delle capacità continue per l'intero arco temporale novembre-marzo.

Con riferimento a tale ultimo caso, si evidenzia che, nel periodo compreso tra novembre e marzo, una variazione del 10% nell'utilizzo delle capacità di importazione corrisponde ad un volume di circa 4 GSm³ nell'intero periodo (ovvero circa 800 MSm³ per mese).

Pertanto nel caso precedentemente descritto si ipotizza che un diverso comportamento nell'utilizzo delle importazioni possa nei fatti annullare il rischio evidenziato dalla simulazione.

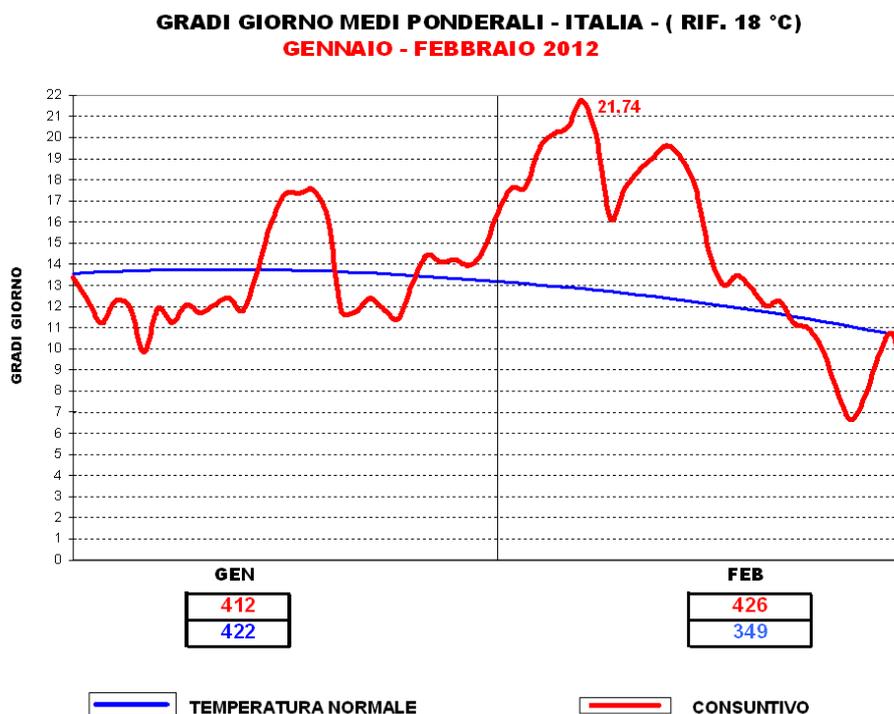
4.3. Analisi della crisi del febbraio 2012

A partire dai primi giorni di febbraio 2012 si sono determinate in tutta Europa condizioni climatiche di freddo intenso e prolungato, che hanno investito tutti i paesi del continente europeo, oltre a Russia e Ucraina.

In Italia il mese di febbraio 2012 è risultato il più freddo dal 1965, mentre le condizioni generali di estensione dell'innevamento sono risultate paragonabili a quelle storiche del 1929, del 1956 e del 1985. Nel periodo considerato (2-15 febbraio), il fenomeno climatico è stato caratterizzato da:

- un picco di 21,7 gradi giorno (di seguito "GG") nella giornata del 6 febbraio;
- una cumulata di 261,7 GG consuntivati nel periodo dell'emergenza;
- uno scostamento del 48% rispetto alla curva normale climatica nello stesso arco temporale.

Il seguente grafico riporta l'andamento dei gradi giorno (complemento a 18°C della temperatura media giornaliera consuntivata, se tale risultato è maggiore di zero; in caso contrario il risultato è posto uguale a zero) rispetto alla temperatura normale, nei mesi di gennaio e febbraio 2012.



La situazione di criticità registrata nel febbraio 2012 è stata determinata dalla concomitanza di più circostanze, riconducibili ad alcuni dei rischi presi in esame singolarmente nel documento di Valutazione del Rischio ("Risk Assessment") di dicembre 2011:

- condizioni meteorologiche eccezionali per un arco temporale rilevante (durata intermedia rispetto all'evento SC3 di 7 giorni e SC4 di 30 giorni consecutivi);

- riduzione sensibile del coefficiente di utilizzo delle importazioni, per un periodo superiore a 20 giorni complessivi, nei mesi di novembre, dicembre e parte di gennaio (discordanza dagli scenari di riferimento assunti alla base delle valutazioni del *Risk Assessment*, riportate nel precedente paragrafo 4.2);
- riduzione sensibile dei volumi programmati dagli utenti nel punto di Entrata di Tarvisio, con contemporanea quasi totale indisponibilità del terminale GNL di Rovigo, a causa delle condizioni climatiche avverse, mancanza di carichi spot per il terminale GNL di Panigaglia e ridotta importazione dal punto di entrata di Gela (sommatoria di eventi riconducibile al caso SC1, con la mancanza di circa 60 MSm³ giorno di capacità di importazione);
- parziale sub-ottimizzazione del sistema di stoccaggio a fronte dell'indisponibilità del campo di Ripalta.

4.4. Considerazioni finali

L'analisi degli eventi di febbraio 2012 e delle loro conseguenze sul sistema gas hanno influito sulla scelta delle soglie di attenzione e dei meccanismi di crisi definiti nel Piano di Emergenza e sulla necessità di adottare, nel breve/medio periodo, le misure di attenuazione del rischio descritte al successivo punto 7.

In particolare sono state individuate alcune soglie di attenzione per quanto riguarda:

- il coefficiente di utilizzo delle importazioni via gasdotto nel periodo invernale: 65% complessivo per almeno 20 giorni anche non consecutivi;
- il raggiungimento di un volume giornaliero erogato da stoccaggio pari all' 80% e al 100% della capacità di erogazione conferita e disponibile agli utenti per il servizio di modulazione, al netto della capacità conferita alle imprese di trasporto.

Le conseguenze indotte sul sistema gas dall'evento di Febbraio hanno inoltre evidenziato un punto di criticità nell'assetto attuale semplificato del bilanciamento di merito economico del sistema gas, che non è stato in grado di stimolare meccanismi di prezzo adeguati a indurre gli operatori ad aumentare le importazioni nei punti di entrata. L'attuale sistema di bilanciamento, agendo solo sul gas complessivamente detenuto in stoccaggio, non è riuscito a reagire alla scarsità della punta di erogazione: infatti, durante gli eventi di febbraio 2012, il prezzo di remunerazione delle offerte combinate presso la piattaforma per il bilanciamento ha mostrato una debole reattività alla situazione di crisi del sistema.

5. Determinazione della formula N-1

L'articolo 6 del Regolamento (UE) 994/2010 prevede che, entro il 3 dicembre 2014, nel caso di un guasto della principale infrastruttura del gas, la capacità delle infrastrutture rimanenti, determinata secondo la formula N-1 sia in grado di soddisfare la domanda totale di gas dell'area calcolata durante una giornata di domanda di gas particolarmente elevata che si osserva con una probabilità statistica di una volta ogni vent'anni.

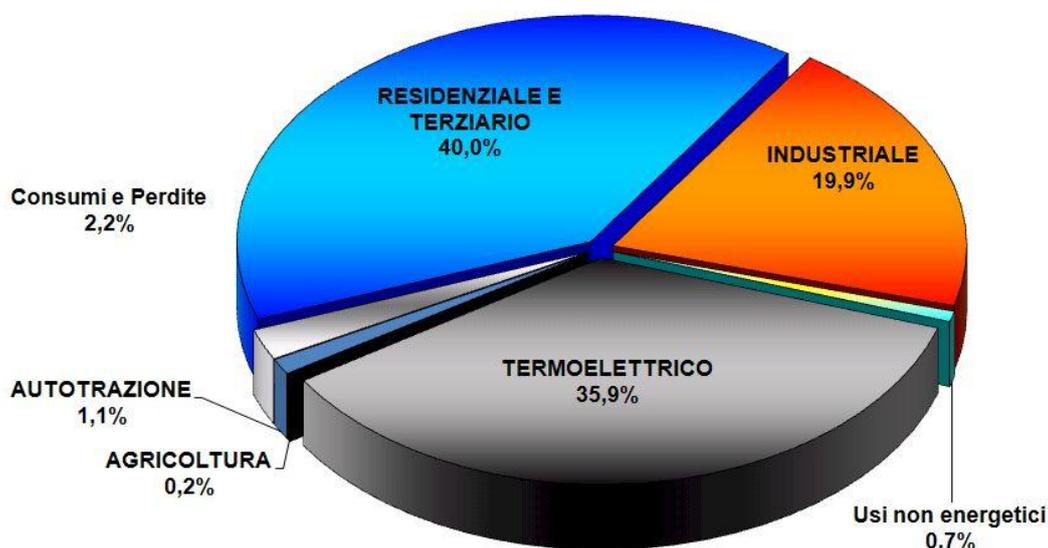
L'allegato 1 del Regolamento prevede l'esatta articolazione per il calcolo della formula N-1 che, in caso di disponibilità di misure di contenimento della domanda è espressa come segue:

$$N-1[\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max} - D_{eff}} \times 100$$

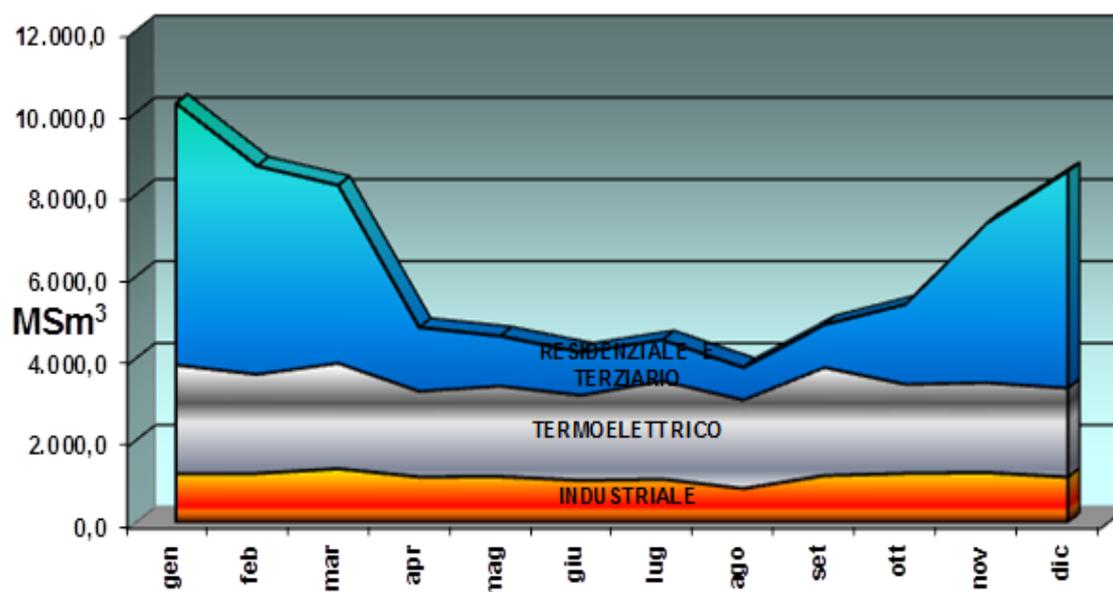
$$N-1 \geq 100\%$$

5.1. Domanda settoriale annua e domanda giornaliera – Determinazione dei parametri «Dmax» e «Deff»

Nel corso del 2011 i consumi di gas in Italia sono stati ripartiti come nel seguente grafico



Il settore residenziale e terziario è quello che fortemente modula la domanda complessiva che, altrimenti, sarebbe relativamente costante, come si riscontra nel grafico seguente relativo alle consegne del gas ai tre principali settori di consumo.



La domanda Dmax, ovvero la domanda totale giornaliera di gas in Italia, calcolata durante una giornata di domanda di gas particolarmente elevata osservata con una probabilità statistica di una volta ogni vent'anni, in accordo a quanto previsto all'articolo 6 del Regolamento (UE) n. 994/2010, è stata stimata dall'Impresa maggiore di trasporto pari a 480,7 MSm³, per l'inverno 2012/2013, e a 490,7 MSm³, per l'inverno 2014/2015.

Per quanto riguarda la domanda Deff, ovvero la quota parte di Dmax che, in caso di necessità, può essere adeguatamente e tempestivamente coperta mediante le misure di mercato a livello della domanda, sulla base delle precedenti esperienze è stata stimata pari ad un valore prudenziale di 5 MSm³.

5.2. Punti di entrata alla Rete Nazionale dei Gasdotti – determinazione dei parametri «EPm» e «Im»

La principale infrastruttura di approvvigionamento del gas é il gasdotto di importazione dalla Russia, che si interconnette al sistema nazionale gasdotti nel punto di entrata di Tarvisio dopo avere attraversato l'Austria, la Slovacchia e l'Ucraina, con una capacità tecnica di trasporto nel sistema italiano di 118,8 MSm³ al giorno.

	2012-2013	2014-2015
[MSm ³ /giorno]		
Tarvisio	118,8	118,8
I_m	118,8	118,8

La capacità tecnica dei punti di entrata frontaliere utilizzati per l'approvvigionamento è pari alla somma delle capacità di importazione indicate nella seguente tabella:

	2012-2013	2014-2015
[MSm ³ /giorno]		
<i>Mazara del Vallo</i>	<i>105,0</i>	<i>105,0</i>
<i>Gela</i>	<i>37,6</i>	<i>37,6</i>
<i>Passo Gries</i>	<i>64,8</i>	<i>64,8</i>
Tarvisio	118,8	118,8
<i>Gorizia*</i>	<i>0,0</i>	<i>2,4</i>
EP_m	326,2	328,6

* Per il Punto di Entrata di Gorizia, le capacità di trasporto in ingresso in Italia sono attualmente pari a 4,8 MSm³/giorno mentre sono pari a zero in uscita dalla Slovenia. Al momento si prevede una disponibilità di flusso in uscita dalla Slovenia a partire dal 1 gennaio 2015, con capacità pari a 2,4 MSm³/giorno.

5.3. Capacità produttiva – determinazione del parametro «Pm»

Nel 2011 la produzione di gas naturale in Italia ha superato 8 GSm³, presentando un leggero incremento rispetto al 2010 dovuto all'ottimizzazione delle produzioni.

La capacità tecnica massima di produzione giornaliera intesa come somma delle capacità tecniche massime di produzione giornaliera di tutti gli impianti di produzione del gas ai punti di entrata della rete nazionale di trasporto è la seguente:

	2012-2013	2014-2015
[MSm ³ /giorno]		
P_m	20,8	19,7

5.4. Terminali GNL presenti in Italia e principali caratteristiche – determinazione del parametro «LNGm»

Gli impianti di rigassificazione di GNL in Italia sono due:

- l'impianto di Panigaglia (della società GNL Italia), con una capacità attuale di circa 3,5 GSm³ annui e 11,4 MSm³ al giorno;
- l'impianto situato al largo di Porto Levante (della società Terminale GNL Adriatico), con una capacità di rigassificazione pari a 8 GSm³ di gas naturale l'anno e fino a 26,4 MSm³ al giorno.

5.5. Il sistema di stoccaggio italiano – determinazione del parametro «Sm»

Il sistema italiano degli stoccaggi di gas naturale, composto da 10 siti che utilizzano altrettanti giacimenti di gas ormai esauriti, presenta una capacità complessiva di *working gas* di oltre 15,5 GSm³, ivi inclusi 4,6 miliardi destinati al servizio di stoccaggio strategico, con una capacità massima di erogazione nel corso dell'inverno di 235 MSm³ al giorno¹.

	2012-2013	2014-2015
[MSm ³ /giorno]		
Sm	238,6	242,5
<i>Stogit**</i>	235,0	237,0
<i>Edison Stoccaggio</i>	3,6	5,5

¹ Ai fini del Documento la massima capacità considerata è ridotta rispetto al valore massimo di 250 MSm³ al giorno in relazione alla parziale indisponibilità della centrale di stoccaggio di Ripalta, di cui si prevede il totale *revamping* entro il 2015. Il valore espresso considera la capacità che normalmente può essere resa disponibile nel momento di massima domanda giornaliera di gas, tipicamente a metà gennaio.

5.6. Risultato

Il risultato della formula N-1 calcolata nel 2011 con i valori sopra indicati, é il seguente:

Formula N-1

	2012-2013	2014-2015
[MSm ³ /giorno]		
D_{max}	480,7	490,7
D _{eff}	5,0	5,0
EP_m	326,2	328,6
<i>Mazara del Vallo</i>	105,0	105,0
<i>Gela</i>	37,6	37,6
<i>Passo Gries</i>	64,8	64,8
Tarvisio	118,8	118,8
<i>Gorizia *</i>	0,0	2,4
P_m	20,8	19,7
S_m	238,6	242,5
<i>Stogit **</i>	235,0	237,0
<i>Edison Stoccaggio</i>	3,6	5,5
LNG	37,8	52,8
<i>Panigaglia</i>	11,4	11,4
<i>Livorno</i>	0,0	15,0
<i>Cavarzere</i>	26,4	26,4
I_m	118,8	118,8

N-1 [%]

106,1%

108,1%

* Per il Punto di Entrata di Gorizia, le capacità di trasporto in ingresso in Italia sono attualmente pari a 4,8 MSm³/giorno mentre sono pari a zero in uscita dalla Slovenia. Al momento si prevede una disponibilità di flusso in uscita dalla Slovenia a partire dal 1 gennaio 2015, con capacità pari a 2,4 MSm³/giorno.

** Rispetto alla piena disponibilità tecnica di Stogit (250 MSm³/giorno al 2011), i valori considerati tengono conto della parziale indisponibilità della centrale di Ripalta fino al 2014-2015 incluso.

6. Informazioni riguardanti le interconnessioni esistenti

Il sistema del gas italiano presenta due interconnessioni con Stati membri: l'interconnessione con la rete austriaca, a Tarvisio, e l'interconnessione con la rete slovena, a Gorizia.

Per quanto riguarda il gasdotto di interconnessione con l'Austria, dal 1 novembre 2011 è disponibile per gli operatori una capacità di trasporto di *reverse-flow* fino a 18 MSm³ per giorno.

Per quanto riguarda l'interconnessione con la Slovenia, essa è già utilizzata per l'esportazione di gas verso la rete di trasporto slovena. Le due imprese di trasporto sono in contatto per la realizzazione, da parte slovena, della capacità di trasporto in *reverse-flow* dalla Slovenia verso l'Italia.

L'Impresa maggiore di trasporto pubblica annualmente nel proprio sito *internet* l'offerta di capacità in uscita dai punti di interconnessione transfrontalieri (in allegato 1, nella versione inglese).

Il sistema di trasporto nazionale dispone inoltre di capacità continua di esportazione in *reverse-flow*, in corrispondenza del punto di entrata di Passo Gries interconnesso con la rete di trasporto svizzera. In questo caso la capacità di trasporto giornaliera è fino a 5 milioni di standard metri cubi.

Il piano di sviluppo pluriennale pubblicato dall'Impresa maggiore di trasporto prevede la disponibilità, a partire dal 1 gennaio 2016, di una capacità di trasporto di *reverse-flow* fisico verso la Svizzera mediante lavori in corso di realizzazione (in allegato 2, nella versione inglese).

7. Misure di contenimento e di prevenzione del rischio

Alla luce dei risultati del *Risk Assessment* di cui al precedente punto 4 e del rispetto delle norme in materia di infrastrutture e di approvvigionamento, di cui agli articoli 6 e 8 del Regolamento, il presente Piano individua le possibili azioni di miglioramento della sicurezza complessiva del sistema gas Italiano, sviluppabili nel breve e nel medio periodo e tenuto conto delle misure di contenimento e prevenzione del rischio già in atto e descritte nel Piano di emergenza.

7.1. Sistema strutturato di misure informative e di coordinamento

Definizione di un sistema strutturato e trasparente di informazioni su possibili situazioni di criticità e possibili soluzioni delle stesse, in particolare:

- informazioni sullo stato del sistema (previsioni della domanda, margine residuo di capacità di stoccaggio conferita, curve di temperatura gradi giorno, sbilanciamento complessivo del sistema storico e previsto, ecc.);
- informazioni aggiuntive durante il giorno gas attraverso la telelettura dei punti di entrata/uscita in tempo reale, sulla base degli sviluppi tecnologici prospettati nel Piano di Adeguamento tecnologico e di manutenzione degli impianti di misura predisposto dall'Impresa maggiore di trasporto secondo il disposto della Deliberazione ARG/gas 184/09 dell'Autorità (con il possibile stralcio e anticipo per le utenze termoelettriche);
- pubblicazione di studi previsionali, sul modello dei *"winter outlook"* e *"summer outlook"* predisposti da ENTSOG, a cura dell'Impresa maggiore di trasporto, la cui frequenza possa essere incrementata in relazione ai diversi livelli di crisi del sistema;
- esito delle misure di contenimento della domanda su base volontaria e possibile evoluzione della struttura contrattuale;
- sviluppo di un sempre maggiore coordinamento informativo tra gli operatori dei sistemi gas ed elettrico (scambio di dati di programmazione giorno gas – 1 e giorno gas, misure in tempo reale del consumo di gas da parte delle utenze termoelettriche, misure coordinate per la gestione dell'emergenza).

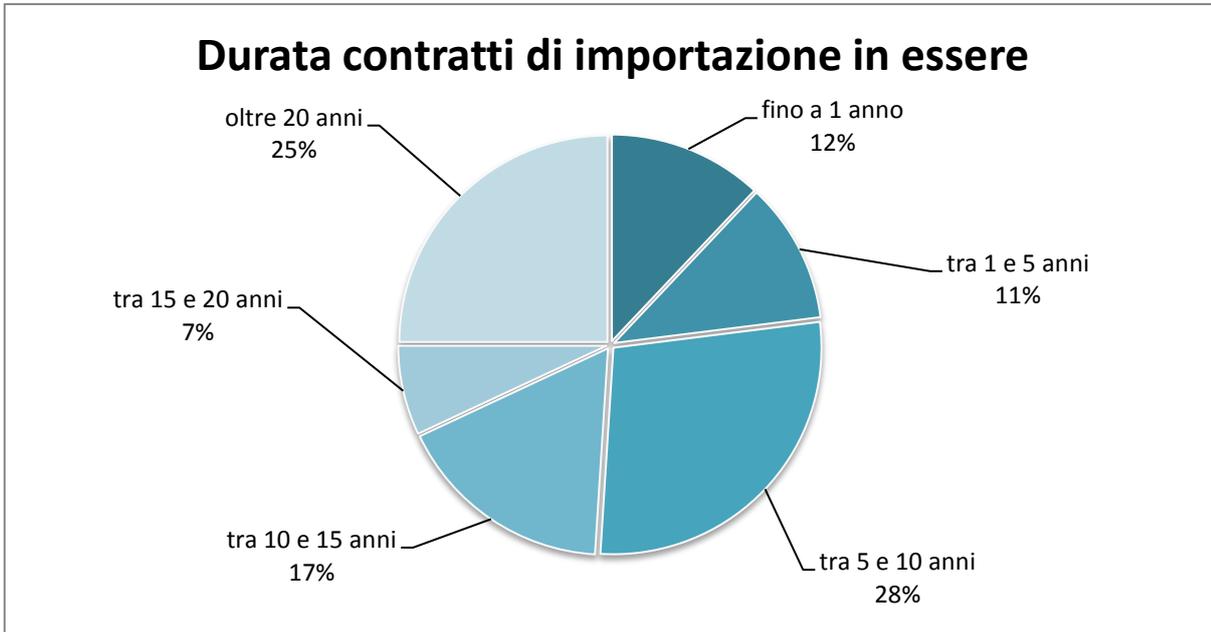
7.2. Rafforzamento della sicurezza delle forniture dall'estero

7.2.1. Contratti di importazione

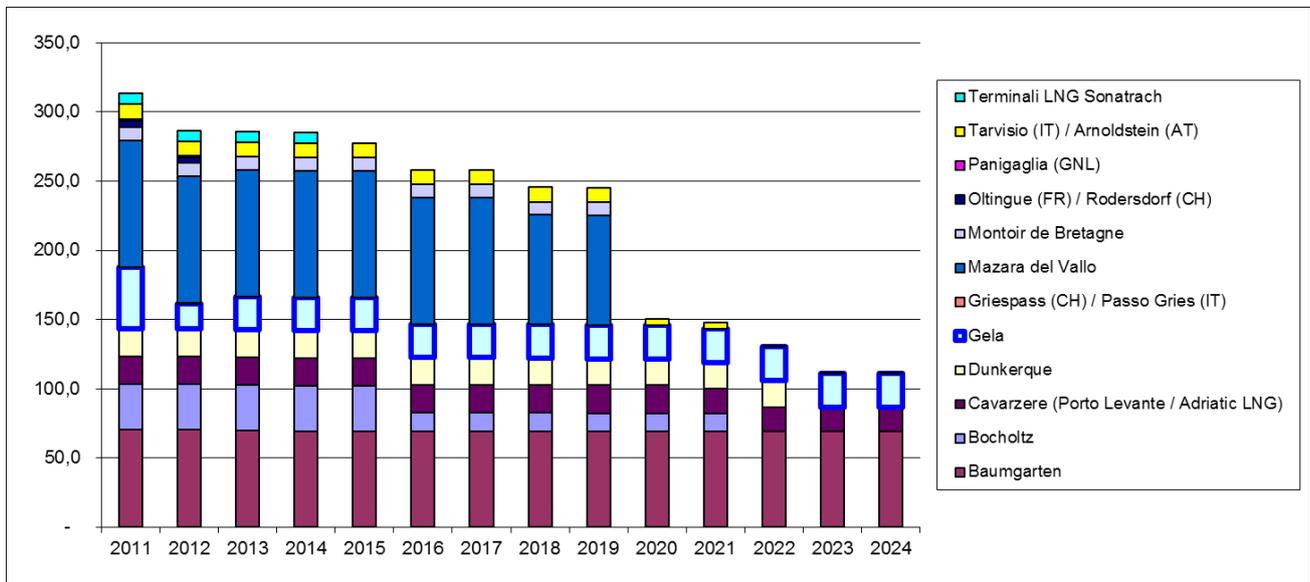
Il ruolo dei contratti di lungo termine rimane ancora di rilevanza per il sistema degli approvvigionamenti italiani, in cui il 90% circa del fabbisogno è soddisfatto dalle importazioni.

Nel monitoraggio compiuto dall'Autorità di regolazione, pubblicato nel Rapporto annuale dell'anno 2012, la durata contrattuale residua dei contratti attivi è stata riportata come nel grafico

sottostante, dal quale si evince che quasi 1/3 dei contratti attivi ha ancora durata contrattuale superiore ai 15 anni.



Alla data del rilevamento effettuato dalla Direzione e trasmesso alla Commissione Europea ai sensi dell'art. 13 comma 6 b) del Regolamento UE 994/2010, i volumi massimi giornalieri previsti nei contratti di lungo termine, in caso di allerta o di emergenza, sono indicati in MSm3/giorno, nel grafico seguente:



7.2.2. Accordi intergovernativi

Gli accordi intergovernativi con Paesi terzi, che possono avere ripercussioni sullo sviluppo delle infrastrutture del gas e sulle forniture di gas, sono i seguenti:

- accordo tra il Governo della Repubblica italiana, il Governo della Repubblica Algerina Democratica e Popolare relativo ad un gasdotto tra Algeria e Italia attraverso la Sardegna (GALSI), pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* della Repubblica italiana n. 180 del 23 luglio 2008;
- accordo tra la Repubblica italiana, la Repubblica Greca e la Repubblica di Turchia del 2007 concernente lo sviluppo del corridoio di trasporto ITGI del gas Turchia - Grecia - Italia.
- Accordo fra la Repubblica Italiana e la Confederazione Elvetica nel 2012 per la cooperazione nel settore energetico e del gas e in particolare per lo sviluppo di metodi efficienti per l'allocazione della capacità con prodotti giornalieri e anche in reverse-flow nel gasdotto Transitgas.
- Accordo tra la Repubblica italiana, la Repubblica Greca e la Repubblica di Albania nel 2013 relativo al progetto TAP per l'importazione di gas dall'area del Caspio.

L'accordo con l'Algeria é in vigore in quanto ratificato da entrambe le parti (pubblicato nel *Journal Officiel de la République Algérienne Démocratique et Populaire* n. 14 del 12 marzo 2008), mentre l'accordo Turchia - Grecia - Italia, ratificato da Grecia e Italia, deve essere tuttora ratificato dalla parte turca; l'accordo con la Svizzera non ha bisogno di ratifica e pertanto è in vigore, mentre l'accordo relativo al progetto TAP dovrà essere ratificato dai tre paesi interessati.

7.2.3. Sviluppo di nuove infrastrutture di importazione e di stoccaggio

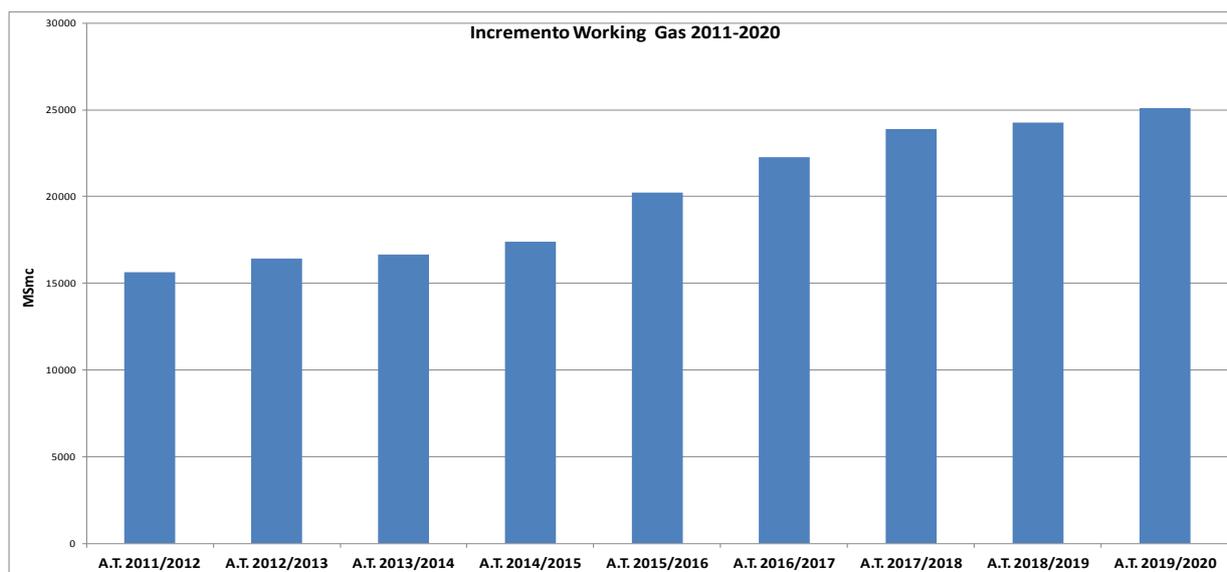
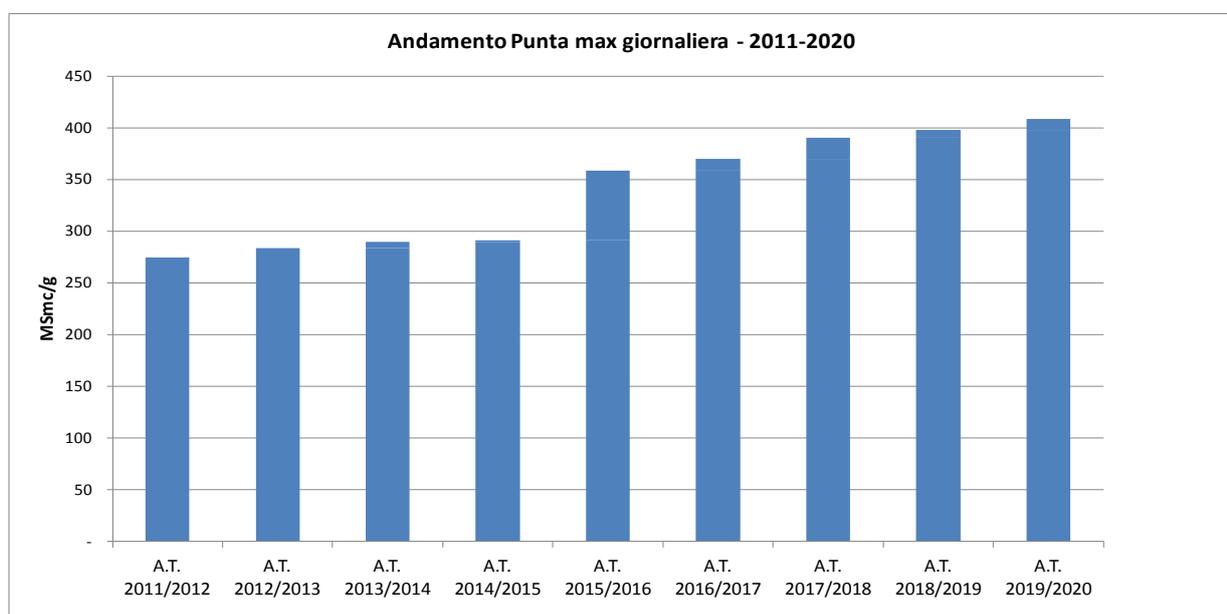
Si prevede inoltre di realizzare nuove infrastrutture strategiche, con particolare riferimento a capacità di stoccaggio (per soddisfare le esigenze di punta in erogazione, favorire il buon funzionamento del mercato e garantire elevati livelli di sicurezza di approvvigionamento) e a terminali GNL (per assicurare sufficiente capacità di import, soprattutto per operazioni spot).

Per quanto riguarda lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio si prevede un incremento di circa 75 MSm³/ giorno di ulteriore capacità di erogazione alla punta e circa 4,9 GSm³ di capacità stoccaggio complessivi. Questo aumento dello stoccaggio consentirà di mettere in sicurezza il sistema in caso di situazioni di emergenza analoghe a quelle del febbraio 2012, riducendo progressivamente la necessità di misure di contenimento dei consumi industriali e di mantenimento e attivazione di centrali elettriche di riserva alimentate a olio combustibile.

Per quanto riguarda la capacità di rigassificazione, oltre quella dei due terminali già in esercizio e di quello di imminente operatività al largo della costa toscana, si valuta che sia sufficiente un incremento di capacità da 8 a 16 GSm³ (8 GSm³ in caso di realizzazione del gasdotto TAP a condizioni contrattuali di fornitura indicizzate ai prezzi di mercato; 16 GSm³ nel caso di non

realizzazione di tali condizioni) al fine di aumentare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, ri-bilanciando così l'eccessiva esposizione dell'Italia alle forniture tramite gasdotto da parte di un numero limitato di fornitori esteri e contribuire all'aumento della sicurezza del sistema del gas in condizioni di crisi, in particolare in termini di punta di erogazione grazie alla capacità di punta di rigassificazione.

L'insieme di questi fattori, unitamente all'imminente entrata in esercizio del terminale offshore al largo delle coste toscane, consentirà di ridurre sin dall'anno termico 2013-2014 le misure onerose di contenimento dei consumi di gas dai settori industriale e termoelettrico, in attesa dell'entrata in esercizio delle nuove capacità di punta di erogazione, che inizierà ad avvenire dal 2014-2015.



7.3. Sviluppo di nuovi strumenti regolatori

E' previsto nel 2013 lo sviluppo del bilanciamento di merito economico, basato su regole di mercato, con meccanismi di prezzo incentivanti per gli Utenti a ridurre le proprie posizioni sbilanciate e/o a posizionarsi in controtendenza rispetto all'evoluzione di una possibile crisi (mercato lungo, utenti corti e viceversa).

Come stabilito nella Strategia Energetica Nazionale – SEN - oltre alle infrastrutture di cui agli accordi al punto 7.2.2. si favorirà il pieno utilizzo dell'esistente capacità di trasporto tra Italia e resto d'Europa, attraverso l'applicazione rapida e rigorosa delle regole definite a livello europeo, che entreranno in vigore a partire dall'Ottobre 2013, per la gestione delle congestioni ai punti di interconnessione tra le reti dei diversi Stati membri (*Congestion Management Procedures – CMP*), e di quelle per i nuovi meccanismi di allocazione delle capacità transfrontaliera (*Capacity Allocation Mechanism – CAM*), al fine di massimizzare l'offerta di capacità di trasporto con l'Italia (anche in contro flusso) anche con prodotti *bundled Hub-to-Hub* (che includono servizi di trasporto integrati su reti di più operatori). Tali regole faciliteranno i transiti e gli scambi di gas, anche mediante l'introduzione di meccanismi di cessione della capacità prenotata ma non utilizzata, anche su base continua.

In particolare, dopo l'avvio di tali misure sul gasdotto TAG, si intende promuovere in tempi rapidi (sia in direzione Nord-Sud che viceversa) il pieno utilizzo della capacità del gasdotto Transitgas, che riveste rilevanza strategica per l'Italia in quanto principale rotta di collegamento con i mercati liquidi del Nord Europa.

7.4. Ulteriori misure

Misure di prevenzione relative alla necessità di rafforzare le interconnessioni tra Stati membri confinanti e la possibilità di diversificare le rotte del gas e le fonti di approvvigionamento per affrontare i rischi individuati, al fine di mantenere nella maggiore misura possibile l'approvvigionamento di gas di tutti i clienti saranno oggetto di valutazione sulla base dell'aggiornamento del documento di *Risk Assessment*.

8. Obblighi delle imprese di gas naturale e di altri soggetti per il funzionamento in sicurezza del sistema del gas

8.1. Obblighi delle imprese di vendita

Secondo le norme italiane le imprese che svolgono l'attività di vendita devono fornire il servizio di modulazione stagionale e di punta stagionale, giornaliera e oraria, richiesta dai clienti stessi. L'elenco delle imprese abilitate alla vendita del gas naturale ai clienti finali é pubblicato nel sito internet del Ministero e aggiornato mensilmente.

Il Ministero stabilisce gli obblighi di modulazione che le imprese di vendita devono fornire ai clienti tutelati.

Le imprese di gas naturale provvedono affinché sia garantito l'approvvigionamento di gas ai clienti tutelati (come definiti ai sensi dell'articolo 7 del decreto legislativo n.93 del 2011) in caso di:

- temperature estreme per un periodo di picco di sette giorni che si osservano con una probabilità statistica di una volta ogni vent'anni;
- qualsiasi periodo di almeno trenta giorni di domanda di gas eccezionalmente elevata che si osservano con una probabilità statistica di una volta ogni vent'anni;
- un periodo di almeno trenta giorni in caso di guasto della principale infrastruttura del gas in condizioni di inverno medio.

Come definito nel Documento di *Risk Assessment*, nei casi di criticità dell'approvvigionamento, a favore della sicurezza si considera come domanda relativa ai clienti tutelati l'intera domanda correlata alle reti di distribuzione.

8.2. Obblighi dei clienti finali

Considerato che la continuità di funzionamento del sistema del gas costituisce un vantaggio per tutti i clienti finali, il decreto ministeriale 11 settembre 2007 ha introdotto l'obbligo di contribuire al contenimento dei consumi di gas, prevedendo dei corrispettivi a carico di tutti i clienti finali destinati ad un fondo per il contenimento dei consumi, da attuarsi mediante una procedura che preveda, in caso di applicazione della procedure del Piano di emergenza, la riduzione della domanda gas su base giornaliera da parte di clienti finali industriali che offrono tale servizio a fronte di una remunerazione stabilita dall'Autorità di regolazione, a carico del sistema.

9. Adozione, durata e aggiornamento del PAP

Il piano di azione preventivo è aggiornato ogni due anni, a meno che le circostanze giustifichino un aggiornamento più frequente, tenendo conto della valutazione del rischio aggiornata.