

Allegato 1 al decreto ministeriale 18 dicembre 2019

# Piano di azione Preventiva per il Sistema italiano del gas naturale<sup>1</sup>

---

---

<sup>1</sup> In conformità all'articolo 8, comma 1 del decreto legislativo n.93/2011, riferito alle disposizioni presenti all'articolo 5 del Regolamento UE n.2017/1938.

## Sommario

Introduzione.....	2
Informazioni Generali .....	2
Stati membri del gruppo di rischio .....	2
1.    Descrizione del sistema .....	2
Descrizione dei sistemi regionali del gas per ciascun gruppo di rischio a cui l'Italia partecipa. ....	2
Breve descrizione del sistema del gas in ogni Stato membro appartenente ai gruppi .....	8
2.    Sintesi della valutazione del rischio .....	14
3.    Standard infrastrutturale .....	23
Livello regionale.....	23
Livello nazionale .....	29
4.    Conformità allo standard di approvvigionamento .....	31
Definizione di “Clienti Protetti” .....	31
Standard di approvvigionamento.....	32
Misure in atto per soddisfare lo standard di approvvigionamento.....	34
5.    Misure preventive .....	35
Misure intese a rafforzare le interconnessioni tra Stati membri confinanti.....	37
Misure intese a diversificare le rotte del gas e le fonti di approvvigionamento .....	37
Misure intese a proteggere le infrastrutture principali importanti per la sicurezza dell'approvvigionamento in rapporto al controllo di soggetti di paesi terzi.....	37
Misure adottate a fini diversi dalla valutazione del rischio, ma con un impatto positive sulla sicurezza degli approvvigionamenti .....	38
6.    Altri obblighi e misure.....	39
7.    Progetti di infrastrutture.....	39
8.    Obblighi di servizio pubblico inerenti alla sicurezza degli approvvigionamenti .....	41
9.    Consultazione delle parti interessate .....	41
10.   Dimensione regionale .....	41
Meccanismi per la cooperazione: il sistema regionale di coordinamento per il gas (ReCo System for Gas).....	41
Procedure nuove e esistenti per lo scambio di informazioni rilevanti tra le Autorità Competenti dei Gruppi di Rischio.....	42
Misure preventive: Accordi di interconnessione .....	43

## Introduzione

L'Autorità competente responsabile della preparazione del presente piano è il Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per la sicurezza degli approvvigionamenti e le infrastrutture energetiche.

Il Piano di azione preventivo è redatto ai sensi del D.lgs. n. 93 del 1 giugno 2011, tenuto conto delle disposizioni dell'articolo 8 del Regolamento UE n.2017/1938 (di seguito Regolamento) e dell'allegato VI del regolamento stesso e deriva direttamente dal documento, riservato, "Valutazione dei Rischi 2018" (come previsto dall'articolo 7 del Regolamento).

Essendo il documento elaborato in prima applicazione delle citate disposizioni, si fa notare che il presente Piano di Azione Preventivo contiene, rispetto ai precedenti, alcune importanti novità tra cui informazioni relative ai gruppi di rischio a cui il sistema italiano appartiene. Tali informazioni, direttamente veicolate dagli Stati Membri interessati (in lingua inglese) sono state estrapolate dai documenti di Valutazione dei Rischi Comune elaborati in precedenza e riportate nei capitoli di pertinenza.

Come richiesto dall'articolo 8, comma 2, del nuovo Regolamento il presente Piano di Azione Preventiva è stato posto in consultazione per i diretti portatori di interesse italiani e, successivamente, per le Autorità Competenti degli Stati Membri europei interessati.

## Informazioni Generali

### Stati membri del gruppo di rischio

L'Italia appartiene a sei diversi gruppi di rischio:

- il gruppo "Ucraina" appartenente all'insieme dei gruppi di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta orientale insieme a Bulgaria, Repubblica Ceca, Germania, Grecia, Croazia, Lussemburgo, Ungheria, Austria, Polonia, Romania, Slovenia e Slovacchia;
- il gruppo "Norvegia" appartenente all'insieme dei gruppi di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta del Mar del Nord insieme a Belgio, Danimarca, Germania, Irlanda, Spagna, Francia, Lussemburgo, Paesi Bassi, Portogallo, Svezia e Regno Unito;
- il gruppo "Algeria" appartenente all'insieme dei gruppi di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta nordafricana insieme a Grecia, Spagna, Francia, Croazia, Malta, Austria, Portogallo e Slovenia;
- il gruppo "Libia" appartenente all'insieme dei gruppi di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta nordafricana insieme a Croazia, Malta, Austria e Slovenia;
- il gruppo "Corridoio meridionale del gas - Mar Caspio" appartenente all'insieme dei gruppi di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta sudorientale insieme a Bulgaria, Grecia, Croazia, Ungheria, Malta, Austria, Romania, Slovenia e Slovacchia;
- il gruppo "Mediterraneo orientale" appartenente all'insieme dei gruppi di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta sudorientale insieme a Grecia, Cipro e Malta.

Per gli ultimi due gruppi, Corridoio meridionale del gas - Mar Caspio e Mediterraneo orientale, le attività sono ancora ferme poiché le infrastrutture di interconnessione sono ancora in costruzione o in attesa di decisione finale di investimento. L'Italia è stata incaricata di coordinare i lavori del gruppo "Ucraina" e del gruppo "Libia".

## 1. Descrizione del sistema

Descrizione dei sistemi regionali del gas per ciascun gruppo di rischio a cui l'Italia partecipa.

- a) Consumo finale annuo di gas e picchi della domanda:

- **Ukraine risk group:** consumption approximately 220 GSm<sup>3</sup>; peak demand for 2018/2019 approximately 1.400 MSm<sup>3</sup>/d;
- **Libya risk group:** consumption approximately 80 GSm<sup>3</sup>; peak demand for 2018/2019 approximately 520 MSm<sup>3</sup>/d;
- **Algeria risk group:** consumption approximately 164 GSm<sup>3</sup>; peak demand approximately 979 MSm<sup>3</sup>/d (2016 data);
- **Norway risk group:** N.A.<sup>2</sup>

b) Funzionamento del sistema del gas nei gruppi di rischio:

- **Ukraine risk group**

*Interconnection points (capacity MSm<sup>3</sup>/d)*

	January 2019	January 2021
<b>Bulgaria</b>		
Strandja/Malkoclar	0	5,5
Gueshevo/Jidilovo	0	9,1
TOT	0	14,6
<b>Germany</b>		
Bocholtz	45,3	45,3
Bocholtz-Vetschau	1,3	1,3
Bunde	0,0	0,0
Dornum	68,5	68,5
Ellund	2,8	2,8
Elten/Zevenaar	46,6	46,6
Emden EPT	48,9	48,9
Eynatten/Raeren/Lichtenbusch	29,2	29,2
Greifswald NEL	64,1	64,1
Greifswald Opal	101,7	101,7
Haanrade	0,5	0,5
Medelsheim	0,0	0,0
Oude Statenzijl H Gasunie	5,6	5,6
Oude Statenzijl H OGE	6,2	6,2
Oude Statenzijl L	30,2	30,2
RC Basel	0,0	0,0
RC Thayngen-Fallentor	0,0	0,0
Vreden/Winterswijk	20,1	20,1
TOT	471,0	471,0
<b>Greece</b>		
Kipi (TR) / Kipi (GR)	4,5	4,5
Kipi (TAP)	0	31,6
TOT	4,5	36,1
<b>Hungary</b>		
Beregdaróc 1400	71,3	71,3
Beregdaróc 800	0	0
TOT	71,3	71,3

<sup>2</sup> Il dato non è stato indicato dal gruppo di rischio in forma aggregata.

<b>Italy</b>		
Mazara del vallo	110,8	108,4
Gela	49,3	44,5
<b>TOT</b>	160,1	152,9
<b>Luxemburg</b>		
GDLux (BE) / Bras Petange (LU)	4,3	4,3
<b>TOT</b>	4,3	4,3
<b>Poland</b>		
Tietierowka	0,7	0,7
Kondratki	104,7	104,7
Wysokoje	15,8	15,8
Drozdovichi (UA) -Drozdowicze (PL)	16,5	16,5
<b>TOT</b>	137,7	137,7
<b>Slovakia</b>		
Uzhgorod (UA) - Velké Kapušany (SK)	227,4	191,7
Budince	23,6	16,7
<b>TOT</b>	250,9	208,4
<b>Romania</b>		
Ungheni	0	0
Isaccea (RO) - Orlovka (UA) I	17,7	17,7
Isaccea (RO) - Orlovka (UA) II	26,9	26,9
Isaccea (RO) - Orlovka (UA) III	23,4	23,4
Mediesul Aurit	35,6	35,6
<b>TOT</b>	103,6	103,6

**LNG regasification terminals**

<i>M<sup>3</sup>/d</i>	<i>January 2019 &amp; 2021</i>
<b>Greece</b>	13,2
<b>Italy</b>	51,9
<b>Poland</b>	14,4

▪ **Libya risk group**

**Interconnection points (capacity M<sup>3</sup>/d)**

<b>Austria</b>	<i>January 2019</i>	<i>January 2021</i>
Oberkappel	22,03	22,03
Baumgarten	206,1	206,1
Überackern / Burghausen	10,06	10,06
<b>Croatia</b>		
Dravaszerdahely	7,2	7,2
<b>Italy</b>		
Griesspass	64,4	65,4
Mazara del Vallo	108,8	108,8
Gela	49,2	49,2
Melendugno	0	43,4

**LNG regasification terminals**

<i>MSm<sup>3</sup>/d</i>	<i>January 2019 &amp; 2021</i>
<b>Italy</b>	51,9

- **Algeria risk group:** N.A.<sup>3</sup>
- **Norway risk group:** N.A.<sup>4</sup>

c) Ripartizione delle fonti di importazione del gas, per paese d'origine:

- **Ukraine risk group:** per la maggior parte dalla Russia;
- **Libya risk group:** per la maggior parte da Russia e Algeria;
- **Algeria risk group:** mostly from Russia and Algeria
- **Norway risk group:** N.A.<sup>5</sup>

d) Stoccaggi

- **Ukraine risk group:**

Capacità di stoccaggio (totale e *working gas*) e accesso transfrontaliero

2018	Capacità di stoccaggio (GSm <sup>3</sup> )			Accesso transfrontaliero
	<i>Working gas</i>	Riserva Strategica	Totale	
Austria	5.744	-	5.744	sì
Bulgaria	0.141	0.509	0.65	permesso
Croatia	0.532	-	0.532	sì
Czech republic	3.121	-	3.121	n.p.
Germany	25.339	-	25.339	-
Grece	-	-	-	-
Hungary	4.670	-	4.67	-
Italy	13.065	4.62	17.685	permesso
Luxemburg	-	-	-	-
Poland	3.1504	-	3.1504	-
Romania	3.075	-	3.075	no
Slovakia	3.495	-	3.495	sì
Slovenia	-	-	-	-
TOT	62.332	5.129	67.461	

Capacità massima di prelievo giornaliera a diversi livelli di riempimento confrontata con i picchi di domanda (MSm<sup>3</sup>/d).

<sup>3</sup> Il dato non è stato indicato dal gruppo di rischio.

<sup>4</sup> Il dato non è stato indicato dal gruppo di rischio.

<sup>5</sup> Il dato non è stato indicato dal gruppo di rischio.

	2019			2021		
	Riempimento stoccaggio 100%	Riempimento stoccaggio 30%	Domanda gas	Riempimento stoccaggio 100%	Riempimento stoccaggio 30%	Domanda gas
Austria	66,4	44,4	55,3	66,4	44,4	55,3
Bulgaria	4,2	2,9	18,2	4,2	2,9	20,3
Croatia	5,8	3,2	16,6	5,8	3,2	16,6
Czech Republic	59,1	41,0	68,2	59,1	41,0	68,2
Germany	612,4	479,3	474,8	612,4	479,3	474,8
Greece	-	-	20,1	-	-	21,1
Hungary	78,6	68	77,4	78,6	69,5	89,5
Italy	263,2	171,8	443,0	291,3	190,8	438,0
Luxemburg	-	-	4,8	-	-	4,8
Poland	51,5	40,7	86,7	51,5	40,7	97
Romania	29,0	-	72,0	29,0	-	72,0
Slovakia	52,61	39,5	45,1	52,61	39,5	34,7
Slovenia	-	-	4,9	-	-	6,1
TOT	1.170,2	890,8	1.387,1	1.198,3	911,3	1.386,3

▪ **Libya risk group:**

Capacità di stoccaggio (totale e working gas) e accesso transfrontaliero

2018	Capacità di stoccaggio (GSm <sup>3</sup> )			Accesso transfrontaliero
	Working gas	Riserva Strategica	Totale	
Austria	5.162	-	5.162	Si
Croatia	0.532	-	0.532	Si
Italy	13.065	4.62	17.685	permesso
Slovenia	-	-	-	-
TOT	18.759	4.62	23.379	

Capacità massima di prelievo giornaliera a diversi livelli di riempimento confrontata con i picchi di domanda (MSm<sup>3</sup>/d).

	2019			2021		
	Riempimento stoccaggio 100%	Riempimento stoccaggio 30%	Domanda gas	Riempimento stoccaggio 100%	Riempimento stoccaggio 30%	Domanda gas
Austria	66,4	44,4	55,3	66,4	44,4	55,3
Croatia	5,8	3,2	16,6	5,8	3,2	16,6
Italy	263,2	171,8	443,0	291,3	190,8	438,0
Slovenia	-	-	4,9	-	-	6,1
TOT	335,3	219,3	519,8	363,4	238,3	516,0

- **Algeria risk group:** N.A.<sup>6</sup>
- **Norway risk group:** N.A.<sup>7</sup>

<sup>6</sup> Il dato non è stato indicato dal gruppo di rischio.

<sup>7</sup> Il dato non è stato indicato dal gruppo di rischio.

e) Produzione

- **Ukraine risk group:** l'attività di produzione del gas naturale è presente nella maggioranza degli Stati membri del gruppo di rischio, insieme raggiungono circa 90 MSm<sup>3</sup>/g cioè circa 32 GSm<sup>3</sup>/anno

MSm <sup>3</sup> /d	2019	2021
Austria	3,4	3,4
Bulgaria	0,6	1,1
Croatia	3,5	3,5
Czech Republic	0,5	0,4
Germany	26,2	26,2
Greece	-	-
Hungary	4,8	3,6
Italy	15,5	18,9
Luxemburg	-	-
Poland	7,2	7,2
Romania	26	46,6
Slovakia	0,2	0,3
Slovenia	-	-
TOT	91,4	90,2

- **Libya risk group:** l'attività di produzione del gas naturale è presente nella maggioranza degli Stati membri del gruppo di rischio, insieme raggiungono circa 22 MSm<sup>3</sup>/g cioè circa 8 GSm<sup>3</sup>/anno

MSm <sup>3</sup> /d	2019	2021
Austria	3,4	3,4
Croatia	3,5	3,5
Italy	15,5	18,9
Slovenia	-	-
Malta	-	-
TOT	22,4	25,8

- **Algeria risk group:** N.A.<sup>8</sup>

<sup>8</sup> Il dato non è stato indicato dal gruppo di rischio.

- **Norway risk group: N.A.**<sup>9</sup>

f) Ruolo del gas nella produzione di energia elettrica

- **Ukraine risk group:**

Risk Group "Eastern gas supply, Ukraine" (BG, CZ, DE, EL, HR, IT, LU, HU, AT, PL, RO, SI, SK):												
Natural Gas, 2016, %-shares of GIC	Primary production	Imports	Stock changes	Exports	Gross inland consumpt. (GIC)	Convent. Therm. Power St.	District heating plants	Final energy consumpt.	Industry	Transport	Other Sectors	Residential Sector
AT	13,57%	165,11%	0,65%	79,33%	100,00%	23,39%	3,87%	64,40%	37,96%	3,58%	22,86%	16,79%
BG	2,85%	96,54%	0,69%	0,09%	100,00%	23,05%	7,72%	48,87%	34,24%	8,56%	6,07%	2,19%
CZ	2,57%	95,71%	1,72%	0,00%	100,00%	11,75%	8,81%	75,31%	28,72%	0,78%	45,81%	28,41%
DE	9,31%	116,04%	2,13%	27,48%	100,00%	21,63%	3,13%	74,53%	27,71%	0,63%	46,18%	14,77%
EL	0,27%	99,22%	0,51%	0,00%	100,00%	63,99%	0,00%	30,02%	15,79%	0,54%	13,68%	9,43%
HR	63,08%	48,43%	3,40%	14,91%	100,00%	20,21%	2,72%	47,48%	16,44%	0,17%	30,87%	21,46%
HU	17,80%	90,00%	3,32%	11,12%	100,00%	15,94%	6,83%	69,99%	16,42%	0,60%	52,97%	35,05%
IT	8,16%	92,06%	0,08%	0,30%	100,00%	39,15%	0,00%	57,23%	14,40%	1,90%	40,93%	29,44%
LU	0,00%	99,34%	0,00%	0,00%	100,00%	10,90%	0,42%	88,67%	39,21%	0,00%	49,46%	31,01%
PL	24,28%	83,27%	-2,66%	4,89%	100,00%	10,13%	1,39%	63,04%	23,31%	2,61%	37,12%	23,69%
RO	86,41%	13,06%	0,54%	0,01%	100,00%	27,21%	2,57%	57,77%	23,14%	0,01%	34,62%	25,40%
SI	0,61%	99,39%	0,00%	0,00%	100,00%	11,09%	3,19%	84,87%	58,93%	0,40%	25,54%	16,30%
SK	1,97%	92,85%	5,19%	0,00%	100,00%	10,46%	6,10%	65,75%	20,39%	3,64%	41,73%	27,42%
Total	14,23%	99,17%	1,04%	14,44%	100,00%	26,35%	2,45%	65,34%	22,73%	1,43%	41,17%	22,09%

Source: EUROSTAT Energy Balances

- **Libya risk group:**

Risk Group "North African gas supply, Libya" (HR, IT, MT, AT, SI):												
Natural Gas, 2016, %-shares of GIC	Primary production	Imports	Stock changes	Exports	Gross inland consumpt. (GIC)	Convent. Therm. Power St.	District heating plants	Final energy consumpt.	Industry	Transport	Other Sectors	Residential Sector
AT	13,57%	165,11%	0,65%	79,33%	100,00%	23,39%	3,87%	64,40%	37,96%	3,58%	22,86%	16,79%
HR	63,08%	48,43%	3,40%	14,91%	100,00%	20,21%	2,72%	47,48%	16,44%	0,17%	30,87%	21,46%
IT	8,16%	92,06%	0,08%	0,30%	100,00%	39,15%	0,00%	57,23%	14,40%	1,90%	40,93%	29,44%
MT												
SI	0,61%	99,39%	0,00%	0,00%	100,00%	11,09%	3,19%	84,87%	58,93%	0,40%	25,54%	16,30%
Total	10,40%	98,45%	0,25%	9,09%	100,00%	36,59%	0,53%	57,96%	17,43%	2,01%	38,51%	27,72%

Source: EUROSTAT Energy Balances

- **Algeria risk group: N.A.**<sup>10</sup>
- **Norway risk group: N.A.**<sup>11</sup>

Breve descrizione del sistema del gas in ogni Stato membro appartenente ai gruppi<sup>12</sup>

- **Ukraine risk group:**

- **Austria**

Austrian transmission system consists of 1.690 km of pipelines. It has six interconnections, two with Germany (Oberkappel and Überacker/Burghausen), one with Slovakia (Baumgarten), one with Hungary (Mosonmagyaróvár), one with Slovenia (Murfeld/Ceršak) and one with Italy (Arnoldstein/Tarvisio). The most important entry point in terms of capacity is Baumgarten (217,42 million cubic meters per day<sup>13</sup>) where Russian gas flows (roughly 80% of imports). Domestic production has decreased over the last year to about 1 GSm<sup>3</sup> per year.

Gas storage have a total capacity (working gas volume) of 8,529 GSm<sup>3</sup>. The capacity of those storage facilities directly connected to the AT gas system is 5,744 GSm<sup>3</sup>.

<sup>9</sup> Il dato non è stato indicato dal gruppo di rischio.

<sup>10</sup> Il dato non è stato indicato dal gruppo di rischio.

<sup>11</sup> Il dato non è stato indicato dal gruppo di rischio.

<sup>12</sup> estratto dai documenti comuni di analisi dei rischi.

<sup>13</sup> 10,6167 kWh/Sm<sup>3</sup>, 15° C, 1 bar.

Austrian 2015 annual final gas consumption was 5,293 GSm<sup>3</sup> mainly related to the manufacturing sector (3,046 GSm<sup>3</sup>).

○ **Bulgaria**

The transmission system in Bulgaria consists of 2765 km of pipelines. The transmission network has cross-border interconnections with Romania (Negru Voda / Kardam and Ruse / Giurgiu), Greece (Kulata / Sidirokastro), Former Yugoslavian Republic of Macedonia (Gueshevo / Jidilovo) and Turkey (Strandja / Malkoclar). 97% of gas demand is secured by Negru Voda entry point (Russian gas). There are also entry points from local production onshore (GMS Dolni Dabnik) and offshore (GMS Galata) and an interconnection with the Chiren storage infrastructure.

Domestic production covers 2-3% of annual consumption.

Chiren UGS has a technical volume of 550 million cubic meters (1300 MSm<sup>3</sup> of total gas volume minus 750 MSm<sup>3</sup> of cushion gas).

In 2016 natural gas consumption amounted to 3 GSm<sup>3</sup>.

○ **Croatia**

Croatian gas transmission network has a total length of 2.694 km of transportation pipelines. The natural gas transmission network has cross-border interconnections with Slovenia (Rogatec) and Hungary (Dravaszerdahely) usually utilised to import gas. There are also 7 entry points from production plants and one interconnection with the underground storage facility of Okoli.

The upstream pipelines in the Adriatic Sea are used to export Croatian natural gas from the production platforms to Italy. Panon gas fields are connected by upstream pipelines to the transmission network and to the underground gas storage facility at the Okoli site.

The Okoli gas storage infrastructure (553 million cubic meters) is located at Okoliand and it is part of the Underground Gas Station d.o.o..

Croatia is going to build an LNG terminal on the island of Krk, with a storage capacity from up to 265.000 m<sup>3</sup> of LNG; nominal regasification capacity of 8 billion m<sup>3</sup> of gas per year.

In 2016 natural gas consumption amounted to 106 MSm<sup>3</sup>.

○ **Czech Republic**

Czech gas transmission system has a total length of 2.637 km. Furthermore, there is another 1.181 km of national transmission gas pipelines (the actual data for 2018). There are six cross-border interconnections, three with Germany (Hora Svaté Kateřiny, Brandov, Waidhaus), one with Poland (Cieszyn), one with Slovakia (Lanžhot) and one entry only point again from Germany (Olbernhau). Storage system is composed of eight sites (Tvrdonice, Dolní Dunajovice, Štramberk, Lobodice, Třanovice, Háje, Uhřice, Damborčice) with an overall volume of 3.177 Mm<sup>3</sup>.

In 2017 natural gas consumption was 8.527 Mm<sup>3</sup>.

○ **Germany**

German transmission network is about 38.000 km long, and is divided in two areas, one supplied with L-Gas and the other with H-Gas. The H-Gas system is interconnected with Denmark (1 interconnection), with Norwegian and north sea gas fields (2 interconnections), with the Netherlands (2 interconnections), with Belgium (1 interconnection), with Luxemburg (1 interconnection), with France (1 interconnection), with Switzerland (1 interconnection), with Austria (4 interconnections: Überackern/Burghausen, Kiefersfelden, Oberkappel and Lindau), with Czech Republic (5 interconnections: Brandov/Stegal, Olbernhau/Hora Svaté Kateřiny, Hora Svaté Kateřiny/Deutschneudorf, Opal/Brandov and Waidhaus), with Poland (2 interconnections: Mallnow and Lasów) and with Russia (1 interconnection).

L-Gas system has 4 interconnection points with The Netherlands. Storage system is composed of 37 sites with a total amount of 25,3 GSm<sup>3</sup> (2,1 GSm<sup>3</sup> for L-Gas only).

Domestic production in 2016 amounted to more than 6,5 GSm<sup>3</sup> against a domestic consumption of approximately 84 GSm<sup>3</sup>.

- **Greece**

Greek gas transmission network extends for 1.456 km. The network has cross-border interconnection points with Bulgaria (Kulata/Sidirokastron) and with Turkey (Kipi). Greece is also supplied through one LNG terminal (Revythoussa) equipped of three storage tanks with an overall capacity of 225.000 m<sup>3</sup>. In Greece there is no local production nor any underground storage. Greek network is going to be strengthened by the construction of TAP by 2020 and supposed to be further developed with other pipeline and LNG projects.

In 2017, total natural gas consumption amounted to 5 GSm<sup>3</sup>.

- **Hungary**

Hungarian gas transmission network has a total length of 5.928 km of transportation pipelines. The natural gas transmission network has cross-border interconnections with Ukraine (Beregdaroc), with Slovakia (Balassagyarmat), with Austria (Mosonmagyaróvár), with Croatia (Dravaszerdahely), with Romania (Csanádpalota) and an exit only point to Serbia (Kiskundorozsma). Storage system is composed of five plants with a total working gas volume of 6,330 GSm<sup>3</sup>. The average total consumption is between 9 and 10 GSm<sup>3</sup> annually according to the last few years at the TSO level. The local production could be up to 20 % of yearly consumption, but in average it is 1,61 GSm<sup>3</sup>/y (2014-2016).

- **Italy**

Italian gas transmission network extends for more than 32.000 km. The national network has cross-border interconnection points with Austria (Tarvisio/Arnoldstein), Slovenia (Gorizia/Sempeter) and with Switzerland (Griess Pass). Italy is also supplied through two off shore interconnectors: Transmed (with Tunisia and Algeria) and Greenstream (Libya). A new interconnection facility (TAP) is in progress and will be operational in 2020. There are three entry points from LNG terminals (Panigaglia, Livorno and Cavarzere) and twelve entry exit point from storage plants for an overall volume of approximately 17 GSm<sup>3</sup>. Local production (5.6 GSm<sup>3</sup>/y in 2016) shows a historical decreasing trend due to the decline of domestic sources, not sufficiently offset by new production developments.

In 2017, total natural gas consumption amounted to 75,1 GSm<sup>3</sup>.

- **Luxembourg**

The natural gas transmission system of Luxembourg comprises 281,8 km of high pressure pipe line. The transmission gas infrastructure is owned and operated by Creos Luxembourg. The gas supply of Luxembourg is ensured by mainly 3 physical entry points, two from Belgium and one from Germany. A small connection with France is not in operation since 2016 anymore. The two entry points with Belgium ensure a total capacity of 180.000 Nm<sup>3</sup>/h. The capacity at the German IP is limited to 150.000 Nm<sup>3</sup>/h and a minimum of 90.000 Nm<sup>3</sup>/h is necessary to fulfil the N-1 obligation.

The total capacity of the transmission system amounts to 330.000 Nm<sup>3</sup>/h.

The transmission system transports natural gas to 59 pressure-reduction substations (distribution system and customers). No transit is currently possible due to operational constraints and gas odorization at the German and Belgian border. No infeed or storage are connected to the transmission system.

The main peak load registered in the last ten years dated from 2012 and amounts to 296,550 Nm<sup>3</sup>/h. However due to the decommissioning in July 2016 of a CCGT gas power plant with a capacity of 375 MWel, the peak load decreased significantly to 204.780 Nm<sup>3</sup>/h in 2016.

Due to the market integration and the shutdown of the CCGT in Luxembourg, more gas volumes are currently delivered from Belgium than from Germany to Luxembourg. In 2016 70,7 % of the flows were delivered from the Belgium entry points.

○ **Poland**

At the end of 2016, the gas transmission system in Poland consisted of high pressure gas pipelines with the total length of 10,989 km. The transmission network consists of two cooperating systems covering the high- and low-calorific gas. In addition, there is the Yamal-Europe Pipeline with the length of 684 km.

The Polish transmission system is historically dependent on gas supplies from the Eastern direction. There are six major physical entry points into the transmission network that are located in Drozdowicze (IP with Ukraine), Wysokoje (Belarus), Lwówek and Włocławek (on the Yamal-Europe pipeline), Lasów (Germany), Cieszyn (Czech Republic). As of June 2016, the transmission system in Poland can also be supplied via the LNG terminal in Świnoujście (5 billion cubic meters per year).

Poland is currently developing investment projects along the North-South axis with the aim of improving the energy security and competitiveness of Poland and other countries in Central-Eastern Europe and the Baltic Sea region. The Polish main priorities are the expansion of the LNG Terminal in Świnoujście and the Baltic Pipe project. The terminal in Świnoujście will be upgraded in order to increase the regasification capacity and provide a wider range of LNG services. The Baltic Pipe project is underway in cooperation with Denmark to provide a direct access to Norwegian supplies. These two investments, in conjunction with the expansion of the domestic transmission infrastructure and the construction of cross-border interconnections with adjacent systems, will provide the basis for a secure and competitive gas market in the CEE and Baltic regions. Polish gas system has 7 underground Gas Storages with an overall volume of 3,150 billion cubic meters

In 2016, total natural gas consumption amounted to 16,9 GSm<sup>3</sup>.

○ **Romania**

Romanian gas transmission network extends for more than 13,381 km. The national network has cross-border interconnection points with Moldova (Ungheni), with Ukraine (Orlovka/Isaccea and Medisul Aurit/Tekovo), with Bulgaria (Negru Voda/Kardam and Giurgiu/Ruse) and with Hungary (Csanapadlota/Nadlac). Romanian storage system has an overall working gas capacity of 3,075 GSm<sup>3</sup>.

In 2017 total domestic production was 10,7 GSm<sup>3</sup>.

In 2017, total natural gas consumption amounted to 12,1 GSm<sup>3</sup>.

○ **Slovakia**

In 2016 the total gas transmission, for the total length of the gas transmission network of almost 2,270 km, amounted to 60.6 bcm. Due to the amount of transported gas eustream remains one of the most important TSO based on the volume of gas transported within the EU.

Four compressor stations are part of the transmission network – Veľké Kapušany, Jablonov nad Turňou, Veľké Zlievce and Ivanka pri Nitre – which provide a pressure differential needed for the flow of gas with a total output of 600 MW. The total transmission capacity of the network is more than 90 bcm per year. Natural gas from the transmission network in the defined territory gets through intrastate stations into the distribution networks and is transported to the final customers.

On 30 November 2011 implementing measures were completed that allow reverse flow within the transmission network in Slovakia. In this mode it is possible to transport in the west – east direction the amount of gas that is higher than the highest consumption in Slovakia in the winter months. Slovakia interconnection with neighboring countries on the level of transmission networks currently exists with Austria [border point Baumgarten], Czech Republic [border point Lanžhot], Hungary [border point Veľké Zlievce] and Ukraine [border point Veľké Kapušany and border point Budince].

Interconnection with the Czech Republic since 2009 and with Austria since 2010 are prepared so that it will be possible in case of crisis situation (emergency level respectively) to ensure physical reverse flow of gas to Slovakia.

Slovakia has in its territory several geological formations which are suitable for construction of underground gas storage facilities. Currently there are two companies active on the market, that are storage system operators - NAFTA a.s., Bratislava and POZAGAS a.s., Malacky. Total storage capacity in Slovakia is 3.35 bcm, which

represents more than 65% of total consumption. The facilities are located in the southwestern part of the country near the border with Austria and the Czech Republic.

- **Slovenia**

The Slovenian transmission network has cross-border interconnections with Austria (Murfeld/Ceršak interconnection point), with Italy (Gorizia/Šempeter) and an exit only point with Croatia (Rogatec). Slovenian gas system has no storage facilities nor any local gas production. The gas consumption figures from 2014 to 2016 has continuously grown up to 860 MSm<sup>3</sup>.

- **Libya risk group:**

- **Austria** (v. Ukraine risk group)
- **Croatia** (v. Ukraine risk group)
- **Italy** (v. Ukraine risk group)
- **Malta**

In January 2017, Malta began its gas supply thanks to the new floating storage and regasification unit at Delimara, which supplies gas to the new power plant.

The terminal has a total LNG storage capacity of 125.000 m<sup>3</sup> and a maximum send-out capacity of 21 GWh/d (≈1,9 MSm<sup>3</sup>/d).

As of end 2017, Malta has purchased LNG from the following countries of origin:

- (a) Netherlands;
- (b) USA;
- (c) Equatorial Guinea;
- (d) Egypt;
- (e) Trinidad.

- **Slovenia** (v. Ukraine risk group)

- **Algeria risk group:**

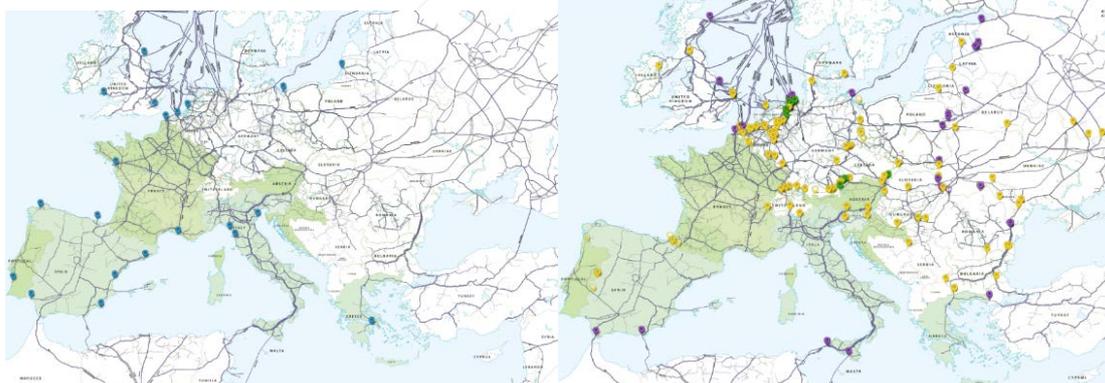


Figure 1: In blue, regasification plants in Europe.

Figure 2: European gas network with cross-border interconnection points.

The area covered by the risk group includes three interconnections that import Algerian gas, two in Spain (Tarifa and Almeria) and one in Italy (Mazara del Vallo), with a total import capacity of Algerian gas of 1,961 GWh/d. The four interconnections are shown in Figure 2.

Additionally, the area has sixteen regasification plants depicted in Figure. LNG volumes received in the regasification plants from Algeria were 110 TWh during 2016 and 90 TWh<sup>14</sup> during 2017.

<sup>14</sup> For those Member States whose information is not available, different sources, such as BP Statistical Review and ENTSOG has been used.

In summary, the gas imports supplied by Algeria to the risk group accounted for 27 % of the total imports in 2016 and 23% in 2017.

▪ **Norway risk group:**

Norway is a major oil and gas producer and, since 2012, natural gas is the largest energy source produced in the country. In 2015, it accounted for half of the total energy produced in Norway. Total gas production reached a record in 2017 with 124 bcm. After growing steadily from the mid-1990s, natural gas production has stabilized in recent years at a high level. All the natural gas is produced from combined oil and gas extraction.

The Norwegian Petroleum Directorate’s (NPD) production forecast currently foresees a relatively stable for the next few years and a decrease from the early 2020s. Production from new fields that come on stream will partly compensate for the decline in production from some ageing fields. In the longer term, the level of production will depend on new discoveries being made, the development of discoveries, and the implementation of improved recovery projects on existing fields. Gas supplies from Norway are therefore not expected to contribute beyond what has been delivered so far.

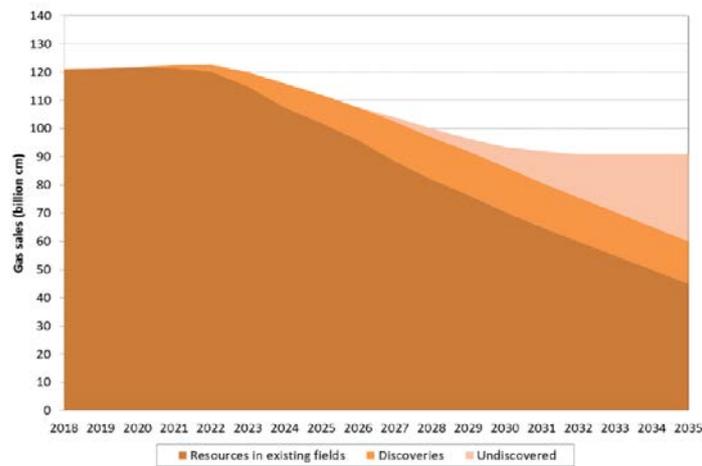
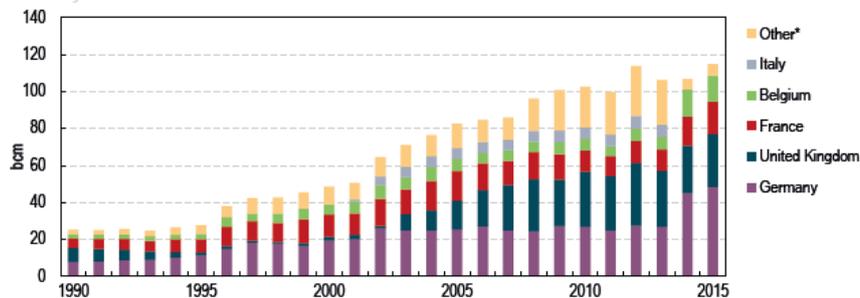


Figure 1: Norwegian gas production forecast SOURCE: Norwegian Petroleum Directorate, 2018

In Norway only 5% of the produced gas is consumed in the country. The vast majority of the gas is exported, mainly to neighbouring consuming countries in the North Sea area. Most of the gas is exported via subsea pipelines to destinations in Western Europe. Germany is the main importer, accounting for 42% of Norwegian gas exports in 2015, followed by the United Kingdom (25%), France (15%), and Belgium (12%). Exports from Norway cover more than 20% of the European gas demand and are a major contributor to the European gas supply security.

Figure 2: Natural gas exports from Norway, 1990-2015



\* Other includes Spain, Netherlands, Brazil, Argentina, Denmark, Lithuania, the United States, Sweden, Chile, China, Greece, India, Portugal, Mexico, and Turkey.

Note: 2015 values are estimates.

Source: International Energy Agency

## 2. Sintesi della valutazione del rischio<sup>15</sup>

- **Ukraine risk group** (estratto dal testo in inglese dell'analisi di rischio comune)

The Eastern gas supply risk group focused on Ukrainian gas supply, after taking into account infrastructure and supply standards, protected customers definition for each involved Member State and the results of GEMFLOW analysis of risk evaluation, concludes that:

- infrastructure and supply standards are sufficiently covered at a group level. Through the utilization of the “N – 1 formula at regional level” has been demonstrated that technical capacity of gas infrastructures are sufficient to satisfy overall gas demand of the involved Member States, in the event of disruption of the single largest gas infrastructure and of the whole number of infrastructures connecting Ukraine to the group of Members States. Nevertheless, since the GEMFLOW exercise does not reflect specifics of gas flows in national systems, the real possibility of delivering gas to every final customer connected to the system in every Member State will be possible to assess only in the national risk assessments;
- among the considered risk scenarios there are several potentially problematic for some of the Members States belonging to this group. With the exception of the Baumgarten incident scenario (S.04), which mostly affects Slovenia and to a lesser extent on Italy and Croatia, all the other scenarios, implying possible demand curtailments, involve deeply the eastern corridor of the Ukrainian supply route, namely the Balkan route. GEMFLOW simulation shows that Romania (to a lesser extent), Bulgaria and Greece (both mainly) are very exposed to supply complications affecting the Ukrainian route: they are supposed to have unserved demand in scenarios 01) b, 01) c, 02) b, 03) a, 03) b and, for a higher extent, 07). Even if there are several scenarios analysis delivering the possibility of facing difficult situations, S01)c is the most challenging for both demand and availability of flexibility for transmission capacity, considering failure of all the cross border point with Ukraine for a duration of 30 days, at the beginning of February. The simulation provides a stressed situation for interconnection points to and from Germany, Slovakia and Hungary (IP utilisation rate from 90% to 100%) and possible unserved demand to Romania (-3%), Bulgaria (-78%) and Greece (-38%). Another remarkable situation comes from scenario 03) a where, supposing a stop of gas flow from all Russian related supply corridors, for a duration of 14 days, at the beginning of February, Bulgaria, Greece and Romania have huge share of unserved gas but, at the same time, several other Member States are suffering very stressed supply situations, even if the simulation don't assesses a significant percentage of unserved gas but only small marginal quantities of uncovered demand. The most difficult scenario with regards to storage gas consumption is S03)b, a stop of gas flow from all Russian related supply corridors for a duration of 30 days, at the beginning of February, with 13,5 GSm<sup>3</sup>.

- **Libya risk group** (estratto dal testo in inglese dell'analisi di rischio comune)

The North Africa gas supply risk group which focused its work on Libyan gas supply, after taking into account infrastructure and supply standards, protected customers definition for each involved Member State and the results of GEMFLOW analysis for risk evaluation, reached the following conclusions.

- The “N – 1 formula at regional level” demonstrates that technical capacity of gas infrastructures are barely sufficient to satisfy maximum gas demand of the involved Member States, in the event of disruption of the single largest gas infrastructure. Nevertheless, taking into account existing capacity reduction the system is quite more fragile than in the past.

---

<sup>15</sup> estratto dai documenti comuni di analisi dei rischi

- The most difficult scenarios for Member States belonging to this group are related to supply sources different from the Libyan one. Supply may be jeopardized only with regards to scenario involving disruption related to Baumgarten hub. Especially scenario S.01 A) Failure of Baumgarten, considering a sudden complete disruption of flows crossing Baumgarten hub for 7 days at the beginning of February, is considered the most challenging since a huge share of demand remains uncovered in Slovenia and smaller shares in Italy and Croatia.

The drafting of this Common Risk Assessment has been carried out without all the process of meetings and direct exchanges with involved Member States because, given the fact that Malta is not yet connected to the European gas network, actually, this group is a subgroup of the Ukrainian Risk Group. This will change for the next drafting of the document, when Malta-Italy gas pipeline interconnection (PCI 5.19) with European gas network (scheduled for 2024) will fall at least in the timeframe of validity of the next Common Risk Assessment.

- **Norway risk group** (estratto dal testo in inglese dell'analisi di rischio comune)

The analysis presented in this Risk Assessment demonstrates that gas supply infrastructure is resilient to all but the most unlikely combinations of supply shocks. The upper ends of supply ranges are sufficient to maintain supplies to protected consumers in all scenarios.

Based on the analysis conducted Norwegian gas supplies may be considered as reliable for the foreseeable future. Nevertheless, the foreseeable decline of Norwegian production from a current level of 122 bcm to a level of around 90 bcm/y in 2030 should be taken into account when preparing measure related to security of gas supply.

This analysis is the first one, the next analysis may benefits from:

- Detailed exchanges with Gassco on impact of an outage of production facilities in Norway and simulation of its impacts of flows;
- More detailed analysis on the impact of a disruption on gas flows within the group;
- Interactions with other risk groups.

- **Algeria risk group** (estratto dal testo in inglese dell'analisi di rischio comune)

As a result of the meetings held by the Algeria risk group and after analysing the EU-wide simulation carried out by ENTSOG, four potential risks have been identified.

- Algeria total disruption
- Maghreb-Europe pipeline disruption
- Transmed pipeline disruption
- Liquefaction trains out of service in Algeria.

The Algeria risk group demonstrates a high resilience even in case of a total disruption of Algeria gas supply, being an unlikely event. Alternative infrastructure, especially LNG facilities, support the gas system and avoid any curtailment.

Although the necessary LNG volume seems to be unaffordable, the IEA input to the group shows that they are plausible. Price impact on the most affected members, especially Spain, may be important but security of supply is safeguarded.

For the next Common Risk Assessment, some improvements may be explored, namely:

- Focusing on the most demanding scenario, where all the members are affected, allows to work in depth on other issues;
- Assessing the existence and mobilization of LNG carriers. Important gas shippers have highlighted this need;

- Evaluating how fast gas shippers can react and buying important volumes of LNG in the spot market;
- Taking into account existing supply contracts and lack of flexibility (destination clauses, take or pay clauses);
- Use an alternative methodology to evaluate the likelihood of each scenario, especially the most demanding one, where geopolitical aspects are dominant.

▪ **Italia**

L'obiettivo principale della valutazione del rischio è di identificare tutte le potenziali minacce relative al Sistema nazionale del gas naturale. Ogni rischio è associato ad una probabilità e a una misura del suo potenziale impatto in termini di domanda di gas non soddisfatta. I rischi identificati sono stati combinati per definire i diversi scenari al fine di valutare la capacità del sistema di affrontare l'evento relativo allo scenario in situazioni di picco della domanda su diversi intervalli temporali. L'ultima parte della valutazione è relativa al posizionamento all'interno di una matrice "probabilità/impatto" di ogni rischio identificato e di tutti gli scenari proposti. In fine, come ulteriore esercizio, sono state condotte analisi di sensibilità sui risultati delle analisi.

**Identificazione dei rischi**

La valutazione dei rischi per il sistema gas italiano è stata fatta tenendo in considerazione cinque differenti macro categorie di fonti di rischio:

- tecnico: tutte i possibili malfunzionamenti nel sistema gas;
- politico: situazioni di instabilità, proteste, rivolte o scioperi in paesi che possono avere un impatto sul sistema gas italiano, considerando anche attacchi cibernetici e sabotaggi;
- commerciale / di mercato/ finanziario: dispute commerciali, elevata volatilità e instabilità dei prezzi;
- eventi naturali: disastri naturali, condizioni climatiche estreme, pandemie;
- sociali: scioperi nazionali (in relazione ai lavori per il Piano di Sviluppo Nazionale)

I rischi identificati sono stati combinati con gli scenari di crisi per valutare la resilienza del sistema gas italiano nell'evenienza che diversi fenomeni accadano simultaneamente.

Sono stati realizzati tre scenari, ognuno basato su diverse macro categorie di rischio. I rischi tecnici sono considerati nello scenario che include gli eventi naturali.

Scenario	Description	Risks considered	Duration	Likelihood
SC1 Geo-political crisis	<ul style="list-style-type: none"> <li>• High political instability</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Unrest in Libya and Algeria, Greenstream and Transmed capacity down to zero</li> <li>• LNG supply from Algeria down to 0</li> </ul>	Seasonal	1 in 30-50 years
SC2 Extreme natural events	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Natural disaster on an import infrastructure</li> <li>• Technical failure on storage field</li> <li>• Extreme weather conditions</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Landslide affecting Tarvisio (TAG's capacity reduced)</li> <li>• Technical failure on main storage field (Fiume Treste capacity down to zero)</li> <li>• Exceptional snowfall, PV generation down to zero</li> </ul>	Seasonal	1 in 50-100 years
SC3 Economical stress / Extreme natural events	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Economical stress (price volatility and instability)</li> <li>• Extreme natural events</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inversion of gas flow towards Northern Europe due to price volatility</li> <li>• Sea storms prevent the docking of LNG</li> <li>• Exceptional snowfall. PV generation down to zero</li> </ul>	Short	1 in 30-50 years

Considerando che il settore che richiede la parte maggiore della domanda di gas è quello relativo ai clienti residenziali e ai servizi (che insieme coprono circa il 40% della domanda) e che il settore termoelettrico copre il 33%, risulta evidente che il sistema del gas naturale e quello della generazione elettrica, in Italia, sono strettamente correlati.

La tabella che segue riassume i rischi identificati, le durate ipotizzate, le fonti e gli impatti previsti.

Per quanto riguarda gli scenari, tra i rischi identificati il più rilevante è quello relativo alle condizioni climatiche estreme. L'effetto consiste nella domanda di gas addizionale dovuta all'interruzione della produzione da fotovoltaico e alla riduzione dell'energia elettrica importata dall'estero.



Elenco degli scenari.

Categoria	Rischio	Descrizione	Durata	Fonti per valutazione della probabilità	Impatto sul sistema gas
Eventi naturali	Condizioni climatiche estreme	<ul style="list-style-type: none"> <li>Forti nevicate</li> <li>Basso irraggiamento solare</li> <li>Riduzione dell'energia elettrica importata</li> </ul>	Breve	<ul style="list-style-type: none"> <li>ESPON Study on natural events<sup>16</sup></li> <li>Registri storici</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Minore produzione dalla generazione distribuita e dal fotovoltaico</li> <li>Maggiore domanda di gas dal settore termoelettrico per bilanciare calo FER e minore importazione dall'estero (in caso di fenomeni climatici di ampiezza regionale)</li> <li>Probabile minor consumo industriale (fattore mitigante, non considerato nei calcoli)</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Condizioni di vento leggero</li> </ul>	Breve	<ul style="list-style-type: none"> <li>ESPON Study on natural events</li> <li>Registri storici</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Produzione da eolico ridotta</li> <li>Maggiore domanda di gas dal settore termoelettrico per bilanciare il calo di produzione da eolico</li> </ul>
Eventi tecnici	Malfunzionamento gruppo di generazione elettrica o parte di rete di trasporto elettrica	<ul style="list-style-type: none"> <li>Grave danno a gruppi di produzione di una centrale a carbone</li> <li>Grave danno a elementi di rete che connettono la centrale a carbone con la rete di trasporto nazionale</li> </ul>	Medio-lunga	<ul style="list-style-type: none"> <li>Registri storici su danni gravi a centrali a carbone</li> <li>Registri storici su danni gravi a elementi di rete di trasporto</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Minor produzione elettrica</li> <li>Maggiore domanda di gas dal settore termoelettrico per bilanciare il calo di produzione elettrica della centrale danneggiata</li> </ul>
	Interruzione dell'importazione di elettricità	<ul style="list-style-type: none"> <li>Interruzione delle importazioni di elettricità da Paesi interconnessi a causa degli elevati carichi presenti negli altri Paesi (per esempio a causa di fenomeni climatici estremi)</li> </ul>	Breve	<ul style="list-style-type: none"> <li>Registri storici</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Minor offerta di elettricità dall'estero</li> <li>Maggiore domanda di gas dal settore termoelettrico</li> </ul>
	Blackout elettrico	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nessuna offerta di elettricità disponibile attraverso la rete di trasporto</li> </ul>	Breve	<ul style="list-style-type: none"> <li>Registri storici</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La maggior parte dei clienti protetti rimane senza riscaldamento.</li> </ul>
Eventi Economici	Elevata volatilità del prezzo dell'elettricità	<ul style="list-style-type: none"> <li>La volatilità del prezzo dell'elettricità, inducendo elevate prezzi per la CO<sub>2</sub> e quindi per la generazione a carbone, influenza il prezzo del gas diminuendolo</li> </ul>	Medio-lunga	<ul style="list-style-type: none"> <li>Registri storici</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Minor produzione di elettricità da carbone</li> <li>Maggiore produzione di elettricità da gas</li> </ul>

<sup>16</sup> European Spatial Planning Observation Network - Environmental Hazards and Risk Management thematic study.

Elenco dei rischi considerati.

Macro-categorie	Categoria	Rischi
<b>Tecnico</b> <b>(T)</b>	Avaria alle infrastrutture	Avaria alla stazione di compressione di Enna
		Avaria alla stazione di compressione di Messina
		Avaria alla stazione di compressione di Masera
		Avaria alla stazione di compressione di Malborghetto
		Avaria alla stazione di compressione di Poggio Renatico
		Avaria alla stazione di compressione di Tarsia
		Avaria alla stazione di compressione di Montesano
		Avaria alla stazione di compressione di Melizzano
		Avaria alla stazione di compressione di Gallese
		Avaria alla stazione di compressione di Terranova
		Avaria alla stazione di compressione di Istrana
		Danneggiamento del gasdotto Transmed (danno meccanico, corrosione, sovrappressione, etc.)
		Danneggiamento del gasdotto Greenstream (danno meccanico, corrosione, sovrappressione, etc.)
		Danneggiamento del gasdotto TAG (danno meccanico, corrosione, sovrappressione, etc.)
		Danneggiamento del gasdotto Transitgas (danno meccanico, corrosione, sovrappressione, etc.)
		Avaria al terminale di rigassificazione GNL di Cavarzere
		Avaria al terminale di rigassificazione GNL di Panigaglia
		Avaria al terminale di rigassificazione GNL di Livorno
		Avaria a una metaniera ormeggiata presso il terminale di rigassificazione GNL di Cavarzere
		Avaria a una metaniera ormeggiata presso il terminale di rigassificazione GNL di Livorno
		Avaria a una metaniera ormeggiata presso il terminale di rigassificazione GNL di Panigaglia
		Avaria della maggiore centrale di trattamento del gas da produzione nazionale (Falconara)
		Riduzione della produzione di biometano <sup>17</sup>
		Avaria al sito di stoccaggio di Settala
		Avaria al sito di stoccaggio di Brugherio
		Avaria al sito di stoccaggio di Sergnano
		Avaria al sito di stoccaggio di Ripalta
		Avaria al sito di stoccaggio di Ripalta
		Avaria al sito di stoccaggio di Cortemaggiore
		Avaria al sito di stoccaggio di Minerbio
Avaria al sito di stoccaggio di Sabbioncello		

<sup>17</sup> Questo rischio non è stato valutato perché, al momento, l'impatto associate è trascurabile.

Macro-categorie	Categoria	Rischi	
		Avaria al sito di stoccaggio di Fiume Treste	
	Qualità del gas	Riduzione dei flussi sul gasdotto Transmed per non conformità della qualità del gas trasportato	
		Riduzione dei flussi sul gasdotto Greenstream per non conformità della qualità del gas trasportato	
	Interruzione delle comunicazioni e avarie al centro di controllo ICT	Avaria del centro ICT del dispacciamento	
		Avaria del centro ICT di controllo della rete (SCADA)	
		Avaria del sistema commerciale (PSV)	
	Blackout elettrico	Ripercussioni sulle stazioni di compressione elettriche	
Attacchi mirati <sup>18</sup>	Attacchi mirati/sabotaggi contro le infrastrutture del sistema gas		
	Attacchi contro ICT (attacchi cibernetici)		
<b>Politico (P)</b>	Agitazioni sociali /Guerre / Scioperi generali in Paesi produttori	Agitazioni sociali/Guerre/Scioperi generali in Libia	
		Agitazioni sociali/Guerre/Scioperi generali in Algeria	
		Agitazioni sociali/Guerre/Scioperi generali in Norvegia	
		Agitazioni sociali/Guerre/Scioperi generali in Olanda	
		Agitazioni sociali/Guerre/Scioperi generali in Russia	
	Agitazioni sociali /Guerre / Scioperi generali in Paesi di transito (non produttori)	Agitazioni sociali/Guerre/Scioperi generali in Tunisia	
		Agitazioni sociali/Guerre/Scioperi generali in Austria	
		Agitazioni sociali/Guerre/Scioperi generali in Slovacchia	
		Agitazioni sociali/Guerre/Scioperi generali in Ucraina	
		Agitazioni sociali/Guerre/Scioperi generali in Germania	
		Agitazioni sociali/Guerre/Scioperi generali in Svizzera	
		Agitazioni sociali/Guerre/Scioperi generali in Belgio	
	<b>Commerciale, di mercato, finanziario (C)</b>	Volatilità del prezzo del gas	Cambio destinazione di carichi di GNL verso mercati più profittevoli
			Inversione dei flussi di gas a Passo Gries in situazione di tensione sulla domanda italiana
Dispute commerciali		Dispute con fornitori algerini	
		Dispute con fornitori norvegesi	
		Dispute con fornitori olandesi	
		Dispute con fornitori qatariani	
		Dispute con fornitori russi	
Ingiustificata o non prevista Riduzione di investimenti infrastrutturali		Infrastrutture ucraine	
		Infrastrutture tedesche (TENP) o dispute commerciali (Transitgas)	

<sup>18</sup> Questi rischi non sono stati valutati dato che Snam Rete Gas, all'interno dei suoi compiti, provvede a mettere in atto le adeguate misure di mitigazione.

Macro-categorie	Categoria	Rischi
	Instabilità commerciali	Avaria del sistema del GME
<b>Eventi naturali (N)</b>	Disastri	Terremoto
		Allagamento dell'area di Tarvisio
		Allagamento dell'area di Passo Gries
		Allagamento delle aree di importazione in Italia meridionale
		Frana presso il gasdotto relativo all'interconnessione di Tarvisio
		Frana presso il gasdotto relativo all'interconnessione di Passo Gries
		Frana presso il gasdotto relativo alle aree di importazione in Italia meridionale
		Tempesta e danni per fulmini sul sito di stoccaggio di Settala
		Tempesta e danni per fulmini sul sito di stoccaggio di Brugherio
		Tempesta e danni per fulmini sul sito di stoccaggio di Sergnano
		Tempesta e danni per fulmini sul sito di stoccaggio di Ripalta
		Tempesta e danni per fulmini sul sito di stoccaggio di Bordolano
		Tempesta e danni per fulmini sul sito di stoccaggio di Cortemaggiore
		Tempesta e danni per fulmini sul sito di stoccaggio di Minerbio
		Tempesta e danni per fulmini sul sito di stoccaggio di Sabbioncello
		Tempesta e danni per fulmini sul sito di stoccaggio di Fiume Treste
		Allagamento del centro di dispacciamento e controllo
		Condizioni climatiche estreme
	Caldo estremo	
	Forti nevicata e basso irraggiamento solare	
Mareggiate presso il terminale di rigassificazione GNL di Panigaglia		
Mareggiate presso il terminale di rigassificazione GNL di Cavarzere		
Mareggiate presso il terminale di rigassificazione GNL di Livorno		
Pandemie	Malattia infettiva colpisce il personale di Snam	
<b>Sociale (S)</b>	Sciopero generale	Sciopero generale in Italia con il coinvolgimento del personale del gruppo Snam

Si riassumono di seguito le principali evidenze risultanti dalle analisi condotte nel Documento:

- il calcolo dell'indicatore N-1, che valuta la capacità del sistema di far fronte alla domanda in condizioni climatiche eccezionali e indisponibilità della maggior infrastruttura d'import, cioè il punto di interconnessione di Tarvisio, mostra come il sistema gas italiano sia sostanzialmente conforme allo standard infrastrutturale definito a livello europeo. Il margine di sicurezza del sistema varia a seconda della capacità erogativa degli stoccaggi valutata al 100% e al 30% del volume massimo di lavoro, così come stabilito dal Regolamento. Nel primo caso l'indicatore fornisce un risultato pari a 120,4% (calcolato per l'anno 2018/19) indicando un significativo margine di sicurezza del sistema gas italiano. In caso di stoccaggi valutati al 30% del volume massimo di lavoro l'indicatore fornisce invece un risultato pari a 99,8% (calcolato per l'anno 2018/19) sostanzialmente in linea con la soglia definita dal Regolamento. È previsto che il valore assunto dall'indicatore aumenti nel 2020/21 fino a 128,0% (con stoccaggi valutati al

100%) e fino a 105,1% (con stoccaggi valutati al 30%), principalmente in ragione dell'incremento della capacità di erogazione degli stoccaggi (dovuto all'entrata in esercizio del sito di Cornegliano Laudense), dell'aumento previsto della produzione nazionale e del decremento della domanda di punta;

- in condizioni d'interruzione delle forniture da Tarvisio, il sistema non presenta congestioni interne, come risulta dalle analisi condotte utilizzando il modello idraulico della rete. Danno esito positivo anche le valutazioni di eventuali congestioni in assenza di fornitura da Mazara del Vallo. In entrambi i casi, sono soddisfatti i requisiti di pressione minima di 50 bar su tutta la rete primaria e sono rispettati i vincoli per il funzionamento delle centrali di compressione;
- coerentemente con quanto stabilito dal Regolamento, l'Italia è dotata di capacità bidirezionale continua su tutte le interconnessioni transfrontaliere con gli Stati Membri. In particolare la capacità bidirezionale disponibile presso i punti di uscita di Tarvisio, Passo Gries e Gorizia è pari a 18 MSm<sup>3</sup>/g, 40 MSm<sup>3</sup>/g e 4,4 MSm<sup>3</sup>/g, rispettivamente. Nella configurazione corrente il flusso massimo contemporaneo in uscita da Tarvisio e Passo Gries è limitato a 40 MSm<sup>3</sup>/g, pertanto 18 MSm<sup>3</sup>/g risultano essere capacità concorrente;
- la valutazione circa la capacità di tutela delle forniture ai clienti cosiddetti protetti ha dato un risultato più che positivo. Il sistema è in grado di coprire con ampi margini di sicurezza la domanda relativa a tali clienti. Ciò avviene in tutte le condizioni di domanda e di fornitura previste dal Regolamento. Il contributo delle importazioni via gasdotto e via terminali di GNL è valutato secondo i tassi effettivi di utilizzo, calcolati su base storica. Fanno eccezione i terminali di Panigaglia e Livorno nella valutazione di breve periodo per i quali i tassi di utilizzo sono stati calcolati considerando l'erogazione ottenibile con uno svuotamento dei serbatoi in 7 giorni. L'analisi di sensitività sui tassi di utilizzo dei gasdotti ha confermato che, nel caso più stringente, il sistema è in grado di soddisfare la domanda di tutto il mercato con un tasso minimo di utilizzo pari a 64%;
- l'analisi estesa dei rischi e degli scenari di rischio ha compreso la valutazione di 88 singoli eventi sfavorevoli che incidono sulla fornitura, organizzati in cinque macro categorie: tecnica, politica, commerciale/di mercato/finanziaria, sociale ed eventi naturali. I rischi sono stati composti in 3 scenari particolarmente gravosi che includono, in concomitanza, più rischi sulle forniture e la domanda in condizioni climatiche eccezionali, su diversi orizzonti temporali. Le analisi di sensitività mostrano come, in alcuni degli eventi di rischio e degli scenari considerati, il sistema non risulti attualmente in grado di garantire la fornitura a tutto il mercato, anche considerando le misure di incremento dell'offerta previste nel Piano di emergenza (i.e. massimizzazione dei flussi di importazione e dell'erogazione degli stoccaggi). Per garantire il soddisfacimento della domanda in tutte le condizioni considerate risulta necessario includere nell'analisi la capacità di stoccaggio aggiuntiva del sito di Cornegliano Laudense e la capacità di importazione incrementale del gasdotto TAP. Il risultato evidenzia come tali infrastrutture possano contribuire alla riduzione dei problemi di resilienza del sistema gas italiano;
- parte dell'analisi dei rischi è dedicata agli eventi riconducibili ad atti di attacco cibernetico. Grazie alle misure di sicurezza e all'attività di monitoraggio continuo svolte dal TSO principale, le potenziali conseguenze derivanti da un attacco informatico sono generalmente ovviabili e comportano impatti trascurabili ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti gas a livello nazionale;
- il calcolo della formula N-1 mediante i flussi, che valuta la capacità del sistema gas italiano di far fronte a condizioni di domanda eccezionalmente elevata in assenza di Tarvisio considerando l'effettiva disponibilità di import, fornisce un risultato inferiore alla soglia di accettabilità e pari a 88,3% (calcolato per l'anno 2018/19). Ciò è dovuto principalmente alla diminuzione delle importazioni presso Passo Gries in seguito alla riduzione della capacità sul punto di Walbach. E' previsto che il valore assunto dall'indicatore aumenti nel 2020/21 fino a 94,1%, confermando un margine di sicurezza insufficiente. Comunque, anche in questo caso, l'introduzione della capacità di import del gasdotto TAP nella valutazione permette di riportare l'indicatore ad un valore in linea con la soglia definita dal Regolamento;
- la qualità del gas fornito al sistema gas Italia dalle diverse fonti di approvvigionamento non costituisce un rischio in grado di impedire il soddisfacimento della domanda. Gli strumenti di misura della qualità installati anche presso i punti di entrata garantiscono un tempestivo rilievo di gas fuori specifica, consentendone la gestione in sicurezza. Inoltre, il gas arriva in Italia attraverso Paesi di transito che possono rilevare eventuali fuori specifica in tempo utile per la loro gestione.

I risultati delle analisi relative allo standard infrastrutturale e alla garanzia di approvvigionamento dei clienti protetti incluse nel presente Documento sono in linea con quanto già emerso nella valutazione dei rischi del 2017, confermando la conformità del sistema gas italiano agli standard europei. Tuttavia le analisi aggiuntive relative al calcolo dell'indicatore N-1 considerando i flussi effettivamente disponibili ai punti di entrata e la valutazione degli eventi di rischio mostrano che il sistema gas italiano risente della riduzione dell'import presso Passo Gries. In tale contesto, nuove infrastrutture come lo stoccaggio di Cornegliano Laudense e il gasdotto TAP si dimostrano importanti per la robustezza e la resilienza del sistema gas italiano.

### 3. Standard infrastrutturale

#### Livello regionale

- **Ukraine risk group:**

#### 2018/2019 [MSm<sup>3</sup>/d]

Member State	Ep <sub>m</sub>	LNG <sub>m</sub>	S 100%	S 30%	P <sub>m</sub>	D <sub>max</sub>	(I <sub>m</sub> )
Austria	-	-	66,4	44,4	3,4	55,3	Uzhgorod  227,4
Bulgaria	-	-	4,2	2,9	0,6	18,2	
Croatia	-	-	5,8	3,2	3,5	16,6	
Czech Republic	-	-	59,1	41,0	0,5	68,2	
Germany	471,0	-	612,4	479,3	26,2	474,8	
Greece	4,5	20,2	-	-	-	20,1	
Hungary	82,9	-	78,6	68	5,5	77,4	Ukraine route  336,5
Italy	133,6	51,9	263,2	171,8	15,5	443,0	
Luxemburg	4,3	-	-	-	-	4,8	
Poland	137,7	14,4	51,5	40,7	7,2	86,7	
Romania	103,7	-	29,0	-	26,0	72,0	
Slovakia	250,9	-	52,61	39,5	0,2	45,1	
Slovenia	-	-	-	-	-	4,9	
<b>TOT</b>	<b>1.188,6</b>	<b>86,5</b>	<b>1.170,2</b>	<b>890,8</b>	<b>88,6</b>	<b>1.387,1</b>	

#### N-1 index values

		2018/2019	2020/2021
Uzhgorod	UGS 100%	166 %	172 %
	UGS 30%	146 %	151 %
Ukraine route	UGS 100%	158 %	165 %
	UGS 30%	138 %	144 %

#### 2020/2021 [MSm<sup>3</sup>/d]

Member State	Ep <sub>m</sub>	LNG <sub>m</sub>	S 100%	S 30%	P <sub>m</sub>	D <sub>max</sub>	(I <sub>m</sub> )
Austria	-	-	66,4	44,4	3,4	55,3	Uzhgorod
Bulgaria	14,6	-	4,2	2,9	1,1	20,3	

<b>Croatia</b>	-	-	5,8	3,2	3,5	16,6	<b>191,7</b>
<b>Czech Republic</b>	-	-	59,1	41,0	0,4	68,2	
<b>Germany</b>	471,0	-	612,4	479,3	26,2	474,8	
<b>Greece</b>	36,1	20,2	-	-	-	21,1	
<b>Hungary</b>	71,3	-	78,6	69,5	3,6	89,5	
<b>Italy</b>	152,9	51,9	291,3	190,8	18,9	438,0	
<b>Luxemburg</b>	4,3	-	-	-	-	4,8	
<b>Poland</b>	137,7	14,4	51,5	40,7	7,2	97	
<b>Romania</b>	103,7	-	29,0	-	26,5	72,0	
<b>Slovakia</b>	204,3	-	52,61	39,5	0,3	34,7	
<b>Slovenia</b>	-	-	-	-	-	6,1	<i>Ukraine route</i>
<b>TOT</b>	1.200,0	86,5	1.198,3	911,3	91,3	1.386,3	

**N-1 index values**

		2018/2019	2020/2021
<b>Uzhgorod</b>	<b>UGS 100%</b>	<i>166 %</i>	<i>172 %</i>
	<b>UGS 30%</b>	<i>146 %</i>	<i>151 %</i>
<b>Ukraine route</b>	<b>UGS 100%</b>	<i>158 %</i>	<i>165 %</i>
	<b>UGS 30%</b>	<i>138 %</i>	<i>144 %</i>

▪ **Libya risk group:**

**2018/2019 [MSm<sup>3</sup>/d]**

Member State	Ep <sub>m</sub>	LNG <sub>m</sub>	S 100%	S 30%	P <sub>m</sub>	D <sub>max</sub>	(I <sub>m</sub> )
<b>Austria</b>	172,2	-	66,4	44,4	3,4	55,3	<i>Baumgarten</i>
<b>Croatia</b>	7,2	-	5,8	3,2	3,5	16,6	<i>148,1</i>
<b>Italy</b>	198,0	51,9	263,2	171,8	15,5	443,0	<i>Gela</i>
<b>Slovenia</b>	-	-	-	-	-	4,9	<i>49,2</i>
<b>TOT</b>	<i>377,4</i>	<i>51,9</i>	<i>335,3</i>	<i>219,3</i>	<i>22,4</i>	<i>519,8</i>	

**2018/2019 N-1 index values**

		N-1 index	N-1 index (TENP reduction)
<b>Baumgarten</b>	<b>UGS 100%</b>	<i>124%</i>	<i>119%</i>
	<b>UGS 30%</b>	<i>104%</i>	<i>99%</i>

<b>Gela</b>	<b>UGS 100%</b>	157%	151%
	<b>UGS 30%</b>	137%	131%

**2020/2021 [MSm<sup>3</sup>/d]**

Member State	Ep <sub>m</sub>	LNG <sub>m</sub>	S 100%	S 30%	P <sub>m</sub>	D <sub>max</sub>	(I <sub>m</sub> )
<b>Austria</b>	172,1	-	66,4	44,4	3,4	55,3	Baumgarten 148,1
<b>Croatia</b>	7,2	-	5,8	3,2	3,5	16,6	
<b>Italy</b>	198,0	51,9	291,3	190,8	18,9	438,0	Gela 49,2
<b>Slovenia</b>	-	-	-	-	-	6,1	
<b>TOT</b>	<b>377,3</b>	<b>51,9</b>	<b>363,4</b>	<b>238,3</b>	<b>25,8</b>	<b>516,0</b>	

**2020/2021 N-1 index values**

		N-1 index	N-1 index (TENP reduction)
<b>Baumgarten</b>	<b>UGS 100%</b>	130%	124%
	<b>UGS 30%</b>	106%	100%
<b>Gela</b>	<b>UGS 100%</b>	149%	143%
	<b>UGS 30%</b>	125%	119%

▪ **Norway risk group:**

For the calculation it has been considered the disruption of largest infrastructures which supplies Norwegian:

- Disruption of Emden station (from Norway to the continent)
- Disruption of Langeled pipeline (from Norway to United Kingdom)

	Projected Data					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Technical capacity of entry points (EPm)*	11 696	11 637	11 372	11 269	11 269	11 269
Maximal technical production capacity (Pm)	4 878	4 193	4 208	4 562	4 397	4 172
Maximal technical storage deliverability (Sm)	16 218	16 200	15 992	16 132	16 183	16 300
Maximal technical LNG facility capacity (LNGm)	5 945	6 464	6 464	6 464	6 464	6 464
1 in 20 gas demand (Dmax)	26 714	26 637	27 020	27 815	27 827	27 864
Market-based demand side response (Deff)	5	5	5	35	35	35

\* only entry point from outside the risk group

Technical capacity largest gas infrastructures (Im)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
DE/NL Norway Emden EPT	989	989	989	989	989	989
UK Norway Langeled	770	770	770	770	770	770

N-1 for region	Historical Data			Projected Data		
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Emden EPT	141%	141%	137%	135%	134%	134%
Langeled	142%	142%	138%	136%	135%	135%

N-1 results are well above 100% meaning in case of disruption of a major infrastructure supplying Norwegian gas the other entry capacities shall be sufficient to cover peak demand as it may occur 1 in 20 years.

Regarding the issue of transit through Switzerland, both N-1 calculations for Italy on one side and the other member states in the risk group on the other side are above 100%.

Some infrastructures development not included in the data are in progress such as Trans Adriatic Pipeline or Baltic Pipeline and may be commissioned in the next years. Those development may lead to an increase N-1 for Norway risk group

Indeed, those calculations do not take into account the possible limitation of flow within the risk group due to limited available transport capacity of TENP<sup>19</sup> pipeline and related southbound flow to Italy through Switzerland. Additional calculations have also been conducted considering only member states directly connected.

- **Algeria risk group:**

### **Preliminary considerations**

The infrastructure with the greatest capacity at the regional level is the interconnection between Austria and Slovakia via Baumgarten with a firm entry capacity of 2,306 GWh/d. Therefore this infrastructure will be considered for the calculation of the N-1 formula at regional level.

The constitution of the risk group is based on the importance of supply of Algerian gas in the region, thus an analogous calculation of the N-1 formula, considering the largest infrastructure that imports gas from Algeria, has also been carried out. This infrastructure is Transmed pipeline across the entry point of Mazara del Vallo in Italy: 1,227 GWh/d.

Both N-1 formulas are calculated taking into account different points of the withdrawal capacity curve of underground storages, for different filling levels. Consequently, different results can be obtained for each of the infrastructures. In order to facilitate the assessment, only the most severe combination, for a filling level of 30% 20, is considered below.

Calculations do not take into account the loss of capacity of TENP pipeline system (reduced for survey activity due to corrosion phenomena) affecting southbound flows from Germany to Italy through Switzerland.

Results

### **N-1 formula for Baumgarten**

Results of the N-1 standard are well above 100%: decreasing from 127% in the winter 2018/2019 to 123% in the winter 2021/2022. In fact, a total disruption of the gas flow through the Baumgarten interconnection took place in the last winter 2017/2018 during less than 24 hours in specially demanding conditions. Both Austrian and Italian gas systems were able to react swiftly and supply their demand thanks to withdrawal capacity. Moreover, Transmed pipeline also increased significantly its flow during the day.

The main parameters used in the calculation of the N-1 formula are shown in Table 1.

---

<sup>19</sup> Fluxys SA, controller of TENP pipeline, disposed the unavailability, for surveys and inspections, of 60% of the same transport infrastructure capacity at least until March 2019.

<sup>20</sup> The results obtained when it is considered a 100% filling level, are available in the annex II of the C.R.A.

	winter 2018-2019		winter 2019-2020		winter 2020-2021		winter 2021-2022	
	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d
<b>Epm</b>	<b>8,026</b>	<b>690</b>	<b>8,080</b>	<b>695</b>	<b>8,080</b>	<b>695</b>	<b>8,080</b>	<b>695</b>
Tarifa (Spain)	444	38	444	38	444	38	444	38
Almeria (Spain)	290	25	290	25	290	25	290	25
Mazara del Vallo (Italy)	1,227	106	1,227	106	1,227	106	1,227	106
Gela (Italy)	546	47	546	47	546	47	546	47
Passo Gries (Italy)	695	60	695	60	695	60	695	60
Baumgarten (Austria)	2,306	198	2,306	198	2,306	198	2,306	198
Oberkappel (Austria)	362	31	362	31	362	31	362	31
Kulata (Greece)	121	10	121	10	121	10	121	10
Kipi (Greece)	48	4	48	4	48	4	48	4
Interconnection between TAP and DESFA	0	0	54	5	54	5	54	5
Dravaszerdahely (Croatia)	77	7	77	7	77	7	77	7
Obergailbach (France)	570	49	570	49	570	49	570	49
Taisnières (France)	770	66	770	66	770	66	770	66
Dunkerque (France)	570	49	570	49	570	49	570	49
<b>Pm</b>	<b>267</b>	<b>23</b>	<b>267</b>	<b>23</b>	<b>267</b>	<b>23</b>	<b>267</b>	<b>23</b>
Austria	44	4	44	4	44	4	44	4
Croatia	108	9	108	9	108	9	108	9
France	0	0	0	0	0	0	0	0
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	111	10	111	10	111	10	111	10
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0
Spain	4	0.4	4	0.4	4	0.4	4	0.4
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Sm (30 % filled)</b>	<b>4,748</b>	<b>408</b>	<b>4,748</b>	<b>408</b>	<b>4,748</b>	<b>408</b>	<b>4,748</b>	<b>408</b>
Austria	926	80	926	80	926	80	926	80
Croatia	39	3	39	3	39	3	39	3
France	1,669	143	1,669	143	1,669	143	1,669	143
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	1,877	161	1,877	161	1,877	161	1,877	161
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	71	6	71	6	71	6	71	6
Spain	165	14	165	14	165	14	165	14
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>LNGm</b>	<b>4,377</b>	<b>376</b>	<b>4,377</b>	<b>376</b>	<b>4,377</b>	<b>376</b>	<b>4,377</b>	<b>376</b>
Dunkerque LNG Terminal (France)	520	45	520	45	520	45	520	45
Fos Tonkin LNG Terminal (France)	410	35	410	35	410	35	410	35
Fos Cavaou LNG Terminal (France)	337	29	337	29	337	29	337	29
Montoir de Bretagne LNG Terminal (France)	230	20	230	20	230	20	230	20
Revythoussa LNG Terminal (Greece)	290	25	290	25	290	25	290	25
Adriatic LNG Terminal (Italy)	118	10	118	10	118	10	118	10
Panigaglia LNG Terminal (Italy)	168	14	168	14	168	14	168	14
FSRU QLT Offshore LNG Toscana (Italy)	165	14	165	14	165	14	165	14
Delimara LNG Terminal (Malta)	229	20	229	20	229	20	229	20
Sines LNG Terminal (Portugal)	223	19	223	19	223	19	223	19
Bilbao LNG Terminal (Spain)	543	47	543	47	543	47	543	47
Cartagena LNG Terminal (Spain)	376	32	376	32	376	32	376	32
Huelva LNG Terminal (Spain)	115	10	115	10	115	10	115	10
Mugardos LNG Terminal (Spain)	278	24	278	24	278	24	278	24
Sagunto LNG Terminal (Spain)								
<b>Im (Baumgarten)</b>	<b>2,306</b>	<b>198</b>	<b>2,306</b>	<b>198</b>	<b>2,306</b>	<b>198</b>	<b>2,306</b>	<b>198</b>
<b>Dmax</b>	<b>11,894</b>	<b>1,023</b>	<b>12,051</b>	<b>1,036</b>	<b>12,214</b>	<b>1,050</b>	<b>12,288</b>	<b>1,057</b>
Austria	501	43	501	43	501	43	501	43
Croatia	188	16	191	16	205	18	211	18
France	4,020	346	4,020	346	4,020	346	4,020	346
Greece	220	19	220	19	227	20	232	20
Italy	4,916	423	4,983	428	4,999	430	5,009	431
Malta	13	1	13	1	13	1	13	1
Portugal	252	22	247	21	243	21	243	21
Spain	1,735	149	1,825	157	1,953	168	2,006	172
Slovenia	50	4	51	4	52	4	53	5
<b>Deff</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>% N-1</b>	<b>127%</b>		<b>126%</b>		<b>124%</b>		<b>123%</b>	

Table 1: N-1 formula for Baumgarten; winters 2018-2019, 2019-2020, 2020-2021 and 2021-2022

### N-1 formula for Transmed (Mazara del Vallo)

Results of the N-1 standard are also well above 100%: decreasing from 136% in the winter 2018/2019 to 132% in the winter 2021/2022. In fact, this event is assessed in one of the scenarios considered in chapter 4 as a result of the technical disruption risks detected in chapter 3.

The main parameters used in the calculation of the N-1 formula are shown in Table 2.

	winter 2018-2019		winter 2019-2020		winter 2020-2021		winter 2021-2022	
	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d
<b>Epm</b>	<b>8,026</b>	<b>690</b>	<b>8,080</b>	<b>695</b>	<b>8,080</b>	<b>695</b>	<b>8,080</b>	<b>695</b>
Tarifa (Spain)	444	38	444	38	444	38	444	38
Almeria (Spain)	290	25	290	25	290	25	290	25
Mazara del Vallo (Italy)	1,227	106	1,227	106	1,227	106	1,227	106
Gela (Italy)	546	47	546	47	546	47	546	47
Passo Gries (Italy)	695	60	695	60	695	60	695	60
Baumgarten (Austria)	2,306	198	2,306	198	2,306	198	2,306	198
Oberkappel (Austria)	362	31	362	31	362	31	362	31
Kulata (Greece)	121	10	121	10	121	10	121	10
Kipi (Greece)	48	4	48	4	48	4	48	4
Interconnection between TAP and DESFA	0	0	54	5	54	5	54	5
Dravaszerdahely (Croatia)	77	7	77	7	77	7	77	7
Obergailbach (France)	570	49	570	49	570	49	570	49
Tainieres (France)	770	66	770	66	770	66	770	66
Dunkerque (France)	570	49	570	49	570	49	570	49
<b>Pm</b>	<b>267</b>	<b>23</b>	<b>267</b>	<b>23</b>	<b>267</b>	<b>23</b>	<b>267</b>	<b>23</b>
Austria	44	4	44	4	44	4	44	4
Croatia	108	9	108	9	108	9	108	9
France	0	0	0	0	0	0	0	0
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	111	10	111	10	111	10	111	10
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0
Spain	4	0.4	4	0.4	4	0.4	4	0.4
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Sm (30 % filled)</b>	<b>4,748</b>	<b>408</b>	<b>4,748</b>	<b>408</b>	<b>4,748</b>	<b>408</b>	<b>4,748</b>	<b>408</b>
Austria	926	80	926	80	926	80	926	80
Croatia	39	3	39	3	39	3	39	3
France	1,669	143	1,669	143	1,669	143	1,669	143
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	1,877	161	1,877	161	1,877	161	1,877	161
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	71	6	71	6	71	6	71	6
Spain	165	14	165	14	165	14	165	14
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>LNGm</b>	<b>4,377</b>	<b>376</b>	<b>4,377</b>	<b>376</b>	<b>4,377</b>	<b>376</b>	<b>4,377</b>	<b>376</b>
Dunkerque LNG Terminal (France)	520	45	520	45	520	45	520	45
Fos Tonkin LNG Terminal (France)	410	35	410	35	410	35	410	35
Fos Cavaou LNG Terminal (France)	337	29	337	29	337	29	337	29
Montoir de Bretagne LNG Terminal (France)	230	20	230	20	230	20	230	20
Revythoussa LNG Terminal (Greece)	290	25	290	25	290	25	290	25
Adriatic LNG Terminal (Italy)	118	10	118	10	118	10	118	10
Panigaglia LNG Terminal (Italy)	168	14	168	14	168	14	168	14
FSRU QLT Offshore LNG Toscana (Italy)	165	14	165	14	165	14	165	14
Delimara LNG Terminal (Malta)	229	20	229	20	229	20	229	20
Sines LNG Terminal (Portugal)	223	19	223	19	223	19	223	19
Bilbao LNG Terminal (Spain)	543	47	543	47	543	47	543	47
Cartagena LNG Terminal (Spain)	376	32	376	32	376	32	376	32
Huelva LNG Terminal (Spain)	376	32	376	32	376	32	376	32
Mugaros LNG Terminal (Spain)	115	10	115	10	115	10	115	10
Sagunto LNG Terminal (Spain)	278	24	278	24	278	24	278	24
<b>Im (Mazara)</b>	<b>1,227</b>	<b>198</b>	<b>1,227</b>	<b>198</b>	<b>1,227</b>	<b>198</b>	<b>1,227</b>	<b>198</b>
<b>Dmax</b>	<b>11,894</b>	<b>1,023</b>	<b>12,051</b>	<b>1,036</b>	<b>12,214</b>	<b>1,050</b>	<b>12,288</b>	<b>1,057</b>
Austria	501	43	501	43	501	43	501	43
Croatia	188	16	191	16	205	18	211	18
France	4,020	346	4,020	346	4,020	346	4,020	346
Greece	220	19	220	19	227	20	232	20
Italy	4,916	423	4,983	428	4,999	430	5,009	431
Malta	13	1	13	1	13	1	13	1
Portugal	252	22	247	21	243	21	243	21
Spain	1,735	149	1,825	157	1,953	168	2,006	172
Slovenia	50	4	51	4	52	4	53	5
<b>Deff</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>% N-1</b>	<b>136%</b>		<b>135%</b>		<b>133%</b>		<b>132%</b>	

Table 2: N-1 formula for Transmed (Mazara del Vallo); winters 2018-2019, 2019-2020, 2020-2021 and 2021-2022

## Livello nazionale

## a) Formula N-1

Di seguito, in ottemperanza dell'articolo 5 del Regolamento, viene riportato il calcolo dell'indice N-1 insieme ad una valutazione delle possibili congestioni dei flussi di gas in caso di un'interruzione dell'approvvigionamento da Tarvisio (maggiore punto di ingresso nel sistema nazionale). La capacità in ingresso a Passo Gries riportata è riferita a quella in ingresso nel sistema nazionale italiano ed è quindi calcolata senza tenere conto delle condizioni a monte del sistema svizzero. Tale valore quindi non considera la riduzione del flusso determinate dalla messa fuori servizio di una delle due linee del gasdotto TENP e della conseguente riduzione di capacità in uscita dal sistema tedesco presso Wallbach

La capacità al punto di ingresso di Tarvisio include 2,5 MSm<sup>3</sup>/g di capacità interrompibile che può essere sfruttata per periodi di tempo limitati, in situazioni di domanda eccezionalmente elevata.

Al fine di fornire una visione completa, considerando le previste evoluzioni del sistema in termini di domanda, offerta e infrastrutture, l'indice N-1 è stato valutato per gli anni termici 2018/2019 e 2020/2021. L'entrata in esercizio del gasdotto TAP, anche se permetterà una diversificazione delle fonti, non farà aumentare la capacità complessiva di importazione, infatti la capacità al relativo punto di ingresso nel sistema nazionale allo stato attuale delle infrastrutture di trasporto sarà concorrente con gli altri punti di ingresso provenienti da sud.

In ogni modo, per comprendere l'importanza del nuovo gasdotto viene riportato di seguito anche il calcolo dell'indice N-1 in uno scenario in cui si considera ritardata l'entrata in esercizio del TAP (cioè non considerandolo per l'anno termico 2020/2021).

Per quanto riguarda invece l'impianto di stoccaggio di Corneliano Laudense, la capacità di erogazione verrà considerata utile nella suo valore dichiarato solo dall'anno termico 2020/2021.

Tabella riepilogative degli scenari.

	2018/2019	2020/2021	2020/2021 con TAP
TAP	Non incluso	Non incluso	Incluso
Cornegliano Laudense	Non incluso	Incluso	Incluso

## Stoccaggi al 100% del riempimento

[MSm <sup>3</sup> /d]	2018/2019	2020/2021	2020/2021 with TAP
<b>D<sub>max</sub> (domanda)</b>	<b>443,0</b>	<b>438,6</b>	<b>438,6</b>
D <sub>eff</sub>	-	-	-
<b>EP<sub>m</sub> (importazione)</b>	<b>318,3</b>	<b>315,7</b>	<b>315,7</b>
Mazara del Vallo	108,8	108,4	108,4
Gela	49,2	44,5	44,5
Melendugno (TAP)	-	-	44,3
<b>Max da sud</b>	<b>133,6</b>	<b>131,0</b>	<b>131,0</b>
Passo Gries	64,4	64,4	64,4
Tarvisio	115,5	115,5	115,5
Gorizia	4,8	4,8	4,8
<b>P<sub>m</sub> (produzione nazionale)</b>	<b>15,5</b>	<b>18,0</b>	<b>18,0</b>
<b>S<sub>m</sub> (stoccaggio)</b>	<b>263,2</b>	<b>291,3</b>	<b>291,3</b>
Stogit	254,5	255,5	255,5
Edison Stoccaggio	8,8	8,8	8,8
Ital Gas Storage	-	27,0	27,0
<b>GNL</b>	<b>51,9</b>	<b>51,9</b>	<b>51,9</b>
Panigaglia	10,5	10,5	10,5
Livorno	15,0	15,0	15,0
Cavarzere	26,4	26,4	26,4
<b>I<sub>m</sub> (maggiore fonte approvvigionamento)</b>	<b>115,5</b>	<b>115,5</b>	<b>115,5</b>
<b>N-1 [%]</b>	<b>120%</b>	<b>128%</b>	<b>128%</b>

## Stoccaggi al 30% del riempimento

[MSm <sup>3</sup> /d]	2018/2019	2020/2021	2020/2021 with TAP
<b>D<sub>max</sub> (domanda)</b>	<b>443,0</b>	<b>438,6</b>	<b>438,6</b>
D <sub>eff</sub>	-	-	-
<b>EP<sub>m</sub> (importazione)</b>	<b>318,3</b>	<b>315,7</b>	<b>315,7</b>
Mazara del Vallo	108,8	108,4	108,4
Gela	49,2	44,5	44,5
Melendugno (TAP)	-	-	44,3
<b>Max da sud</b>	<b>133,6</b>	<b>131,0</b>	<b>131,0</b>
Passo Gries	64,4	64,4	64,4
Tarvisio	115,5	115,5	115,5
Gorizia	4,8	4,8	4,8
<b>P<sub>m</sub> (produzione nazionale)</b>	<b>15,5</b>	<b>18,0</b>	<b>18,0</b>
<b>S<sub>m</sub> (stoccaggio)</b>	<b>171,8</b>	<b>190,8</b>	<b>190,8</b>
Stogit	163,0	165,0	165,0
Edison Stoccaggio	8,8	8,8	8,8
Ital Gas Storage		17,0	17,0
<b>GNL</b>	<b>51,9</b>	<b>51,9</b>	<b>51,9</b>
Panigaglia	10,5	10,5	10,5
Livorno	15,0	15,0	15,0
Cavarzere	26,4	26,4	26,4
<b>I<sub>m</sub> (maggiore fonte approvvigionamento)</b>	<b>115,5</b>	<b>115,5</b>	<b>115,5</b>
<b>N-1 [%]</b>	<b>100%</b>	<b>105%</b>	<b>105%</b>

Per un'ulteriore analisi di sensibilità, volta a verificare l'adeguatezza del sistema italiano agli standard imposti dal Regolamento, considerando i flussi attualmente disponibili da Passo Gries, è stato ricalcolato l'indice N-1 considerando il fattore di carico di ciascuna infrastruttura.

Le principali ipotesi fatte per questa analisi sono:

- domanda giornaliera (corrispondente a situazioni di freddo estremo per un solo giorno, osservato statisticamente una volta ogni venti anni) per la terza settimana di gennaio;
- fattore di carico dei gasdotti di importazione al massimo registrato (inverno 2016/2017 e 2017/2018), per quanto riguarda TENP si considerano 35 MSm<sup>3</sup>/g (Massimo per inverno 2017/2018);
- fattore di carico del riconsegnato dal rigassificatore di Cavarzere è calcolato con la stessa metodologia usata per i gasdotti;
- il fattore di carico del riconsegnato dai rigassificatori di Panigaglia e Livorno è posto uguale al flusso massimo tecnico in uscita dai terminali;
- per Stogit e Edison Stoccaggio è stato considerato il valore massimo del flusso in erogazione alla fine di gennaio;
- le restanti ipotesi sulla domanda e sul livello di produzione nazionale rimangono invariate rispetto ai precedenti calcoli

## Analisi 2018

[MSm <sup>3</sup> /d]	2018/19	2020/2021	2020/2021 con TAP
<b>D<sub>max</sub> (domanda)</b>	<b>443,0</b>	<b>438,6</b>	<b>438,6</b>
D <sub>eff</sub>	-	-	-
<b>EP<sub>m</sub> (importazione)</b>	<b>248,2</b>	<b>248,2</b>	<b>272,8</b>
Mazara del Vallo	72,7	72,7	72,7
Gela	22,7	22,7	22,7
Melendugno (TAP)	-	-	24,6

<i>Max da sud</i>	<b>133.6</b>	<b>131.0</b>	<b>131.0</b>
<i>Passo Gries</i>	35	35	35
<i>Tarvisio</i>	115.2	115.2	115.2
<i>Gorizia</i>	2.5	2.5	2.5
<b>P<sub>m</sub> (produzione nazionale)</b>	<b>15.5</b>	<b>18.0</b>	<b>18.0</b>
<b>S<sub>m</sub> (stoccaggio)</b>	<b>190.8</b>	<b>212.2</b>	<b>212.2</b>
<i>Stogit</i>	182.0	184.0	184.0
<i>Edison Stoccaggio</i>	8.8	8.8	8.8
<i>Ital Gas Storage</i>	-	19.4	19.4
<b>GNL</b>	<b>51.9</b>	<b>51.9</b>	<b>51.9</b>
<i>Panigaglia</i>	10.5	10.5	10.5
<i>Livorno</i>	15.0	15.0	15.0
<i>Cavarzere</i>	26.4	26.4	26.4
<b>I<sub>m</sub> (maggiore fonte approvvigionamento)</b>	<b>115.2</b>	<b>115.2</b>	<b>115.2</b>

<b>N-1 [%]</b>	<b>88%</b>	<b>95%</b>	<b>100%</b>
----------------	------------	------------	-------------

Occorre notare che l'entrata in esercizio del sito di stoccaggio di Ital Gas Storage e del gasdotto TAP danno un importante contributo alla mitigazione degli attuali problemi di resilienza del sistema italiano del gas naturale.

Infatti il calcolo dell'indice N-1 attraverso i flussi reali, che valuta la capacità del sistema italiano di far fronte a condizioni di domanda eccezionalmente alta in assenza della principale fonte di approvvigionamento, fornisce, per l'anno termico 2018/2019 un risultato (88,3%) più basso della soglia di accettabilità (100%). Sebbene tale valore aumenti fino al 94,1% per l'anno termico 2020/2021, si conferma però un margine di sicurezza insufficiente.

L'entrata in esercizio della capacità di importazione del TAP permetterà di portare il valore dell'indice di nuovo al 100%, ma la situazione rimarrebbe comunque non del tutto rassicurante.

### Capacità bidirezionale

Tutti i punti di interconnessione italiani con gli altri sistemi di trasporto europei sono bidirezionali, cioè ammettono flussi fisici in entrambe le direzioni. Di seguito è riportata una tabella riepilogativa per l'anno termico 2018/2019.

Interconnessione	Confine	Direzione	Capacità continua [MSm <sup>3</sup> /g]	Capacità interrompibile	
				Estate	Inverno
Tarvisio	IT/AT	Entrata	106,9	1,3	6,1
		Uscita	18,0 (*)	-	-
Passo Gries	IT/CH	Entrata	59,0	5,4	5,4
		Uscita	40,0 (*)	-	-
Gorizia	IT/SI	Entrata	1,9	1,3	2,9
		Uscita	4,4	-	-

(\*) La capacità simultanea massima in esportazione da Tarvisio e Passo Gries è 40 MSm<sup>3</sup>/g

## 4. Conformità allo standard di approvvigionamento

### Definizione di "Clienti Protetti"

Il Decreto legislativo 93/2011 prevede che i clienti vulnerabili siano "i clienti domestici, le utenze relative ad attività di servizio pubblico, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri, scuole, e altre strutture pubbliche

e private che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza nonché i clienti civili e non civili con consumo non superiore a 50.000 metri cubi annui”.

In conformità col Regolamento 1938/2017 vengono considerati “*clienti protetti*” tutti i clienti connessi con la rete di distribuzione. La seguente tabella mostra la ripartizione della domanda tra i clienti protetti civili e quelli non civili, cioè appartenenti ad altre categorie di consumo, ma collegati alla rete di distribuzione.

[GSm <sup>3</sup> ]	2016	2017	2018
Clienti protetti civili	18,2	18,8	18,7
Clienti protetti in altri settori	14,2	14,6	14,4
<b>Totale clienti protetti</b>	<b>32,4</b>	<b>33,4</b>	<b>33,1</b>
Domanda italiana complessiva	70,9	75,1	72,7
Percentuale di clienti protetti in altri settori rispetto alla domanda nazionale	20,0%	19,4%	19,8%

Come prescritto dal Regolamento, la percentuale di clienti protetti in altri settori rispetto alla domanda nazionale è uguale o inferiore al 20% della domanda nazionale complessiva.

### Standard di approvvigionamento

La conformità del sistema italiano con il Regolamento è stata valutata verificando che l'approvvigionamento sia garantito nei casi previsti, e cioè:

- temperature estreme per un periodo di picco di sette giorni che secondo la probabilità statistica ricorre una volta ogni vent'anni;
- un periodo di trenta giorni di domanda di gas eccezionalmente elevata che secondo la probabilità statistica ricorre una volta ogni vent'anni;
- un periodo di trenta giorni in caso di interruzione dell'operatività dell'infrastruttura principale del gas in condizioni invernali medie.

Le ipotesi valutate per il calcolo sono elencate di seguito:

- la domanda per sette giorni e quella per 30 giorni viene calcolata considerando le condizioni di approvvigionamento in gennaio, febbraio e marzo;
- il calcolo assume il completo riempimento dei siti di stoccaggio (13,2 GSm<sup>3</sup> di working gas<sup>21</sup>);
- il fattore di carico assunto<sup>22</sup> per ogni gasdotto è quello riscontrato per gli anni termici da 2016/2017 a 2017/2018, cioè uguale al massimo valore del carico medio annuo calcolato in corrispondenza dei periodi di picco della domanda<sup>23</sup>;
- il fattore di carico assunto per il terminale GNL di Cavarzere è calcolato usando lo stesso approccio usato per i gasdotti di importazione, per gli anni termici da 2016/2017 a 2017/2018;
- il fattore di carico assunto per i terminali GNL di Panigaglia e Livorno LNG sono usati due approcci differenti: per il breve termine si è considerato il flusso che può fornire l'impiego di uno dei serbatoi per 7 giorni, per i 30 giorni invece è stato usato l'approccio usato per i gasdotti di importazione (come per Cavarzere).

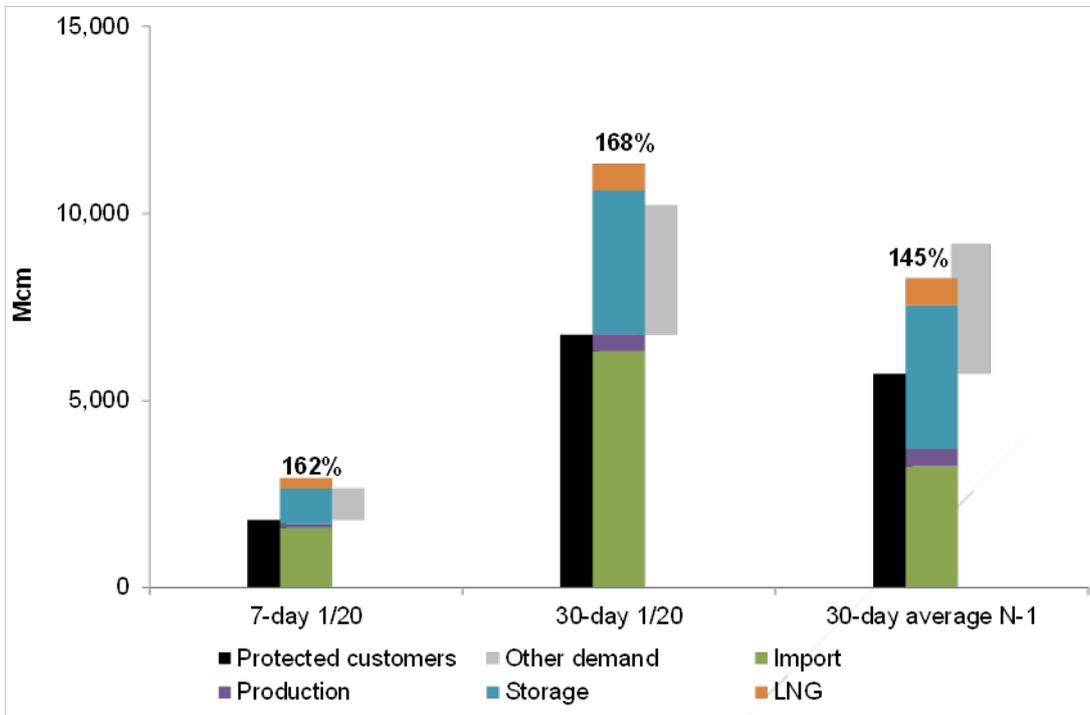
Le immagini seguenti illustrano i risultati ottenuti.

<sup>21</sup> Stogit: 12,4 GSm<sup>3</sup>; Edison: 885 MSm<sup>3</sup>.

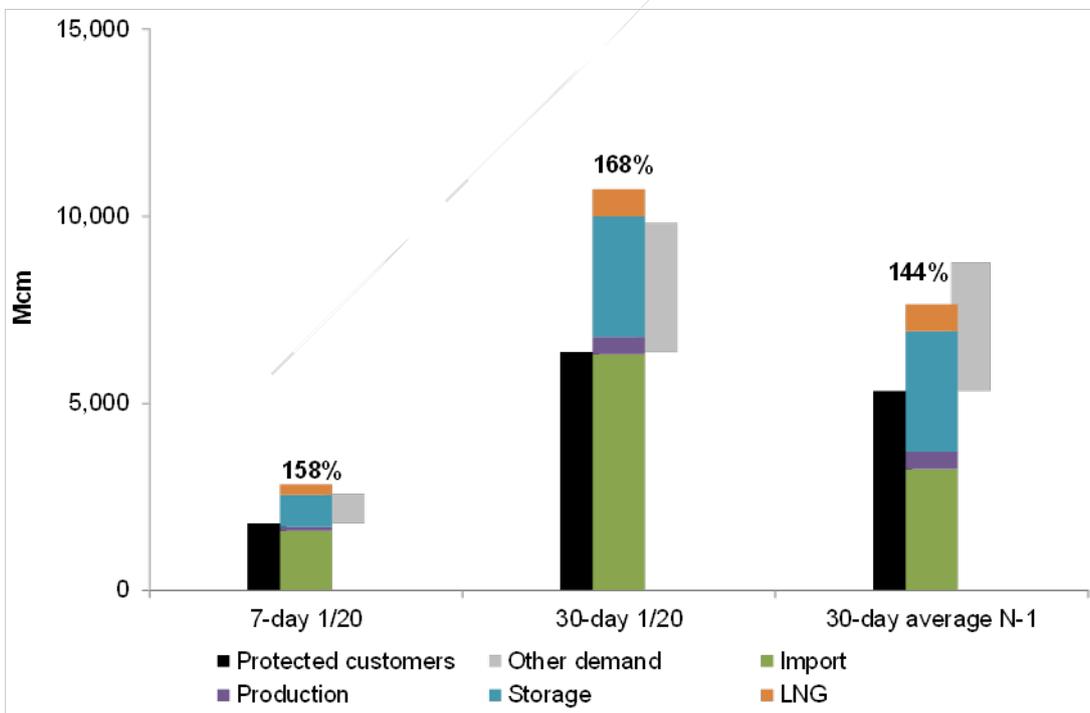
<sup>22</sup> Volumi di gas consegnati attualmente in rapporto alla massima capacità del gasdotto.

<sup>23</sup> Per quanto riguarda Passo Gries e la riduzione di capacità sul TENP, si considerano 35 MSm<sup>3</sup>/g (Massimo per inverno 2017/2018)

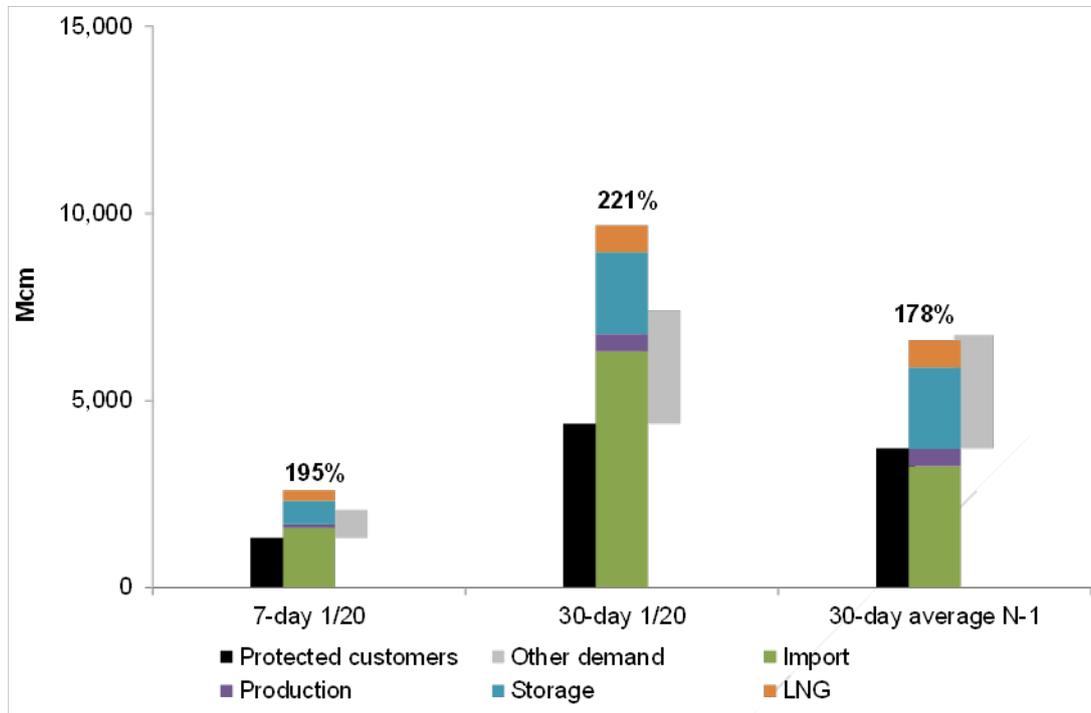
**Gennaio**



**Febbraio**



## Marzo



### Misure in atto per soddisfare lo standard di approvvigionamento

L'esito positivo del calcolo ai sensi dell'art. 8, del Regolamento di cui al precedente paragrafo 3, basato su un confronto tra volumi di domanda e di offerta, non garantisce di per sé la fornitura ai clienti protetti se non in aggiunta a misure di effettivo controllo e tutela dei flussi verso tali clienti.

I flussi di gas possono essere controllati in corrispondenza dei punti di riconsegna alle reti di distribuzione e in generale in corrispondenza dei punti di uscita dalla rete regionale di trasporto. La possibilità di intervenire sui flussi verso i consumatori connessi direttamente alla rete di trasporto, quali industriali e termoelettrici, rappresenta una misura di tutela per la domanda delle reti di distribuzione e conseguentemente dei clienti protetti e pertanto la scelta più efficace risulta quella di intervenire sulla rete di trasporto stessa. Risulterebbe invece particolarmente complesso, tenuto conto anche dell'elevato numero di imprese di distribuzione, controllare i flussi gas sui clienti finali interconnessi direttamente con le reti di distribuzione.

Ci sono poi ulteriori misure al fine di salvaguardare la domanda dei clienti protetti.

La prima misura è rappresentata dall'assicurare un'adeguata capacità erogativa degli stoccaggi durante il periodo di svasso invernale. Tale capacità è finalizzata a salvaguardare la possibilità da parte del sistema gas di far fronte alla punta di erogazione dovuta al carico termico, tipicamente riconducibile alle esigenze di consumo dei clienti protetti. Il MiSE stabilisce ogni anno (nel mese di febbraio) una curva di svasso previsionale coerente con le stime di domanda di punta per l'anno termico successivo. Tale curva viene successivamente aggiornata all'inizio dell'anno termico (ottobre) sulla base dell'effettiva disponibilità di gas negli stoccaggi.

Un'altra misura a supporto dello standard di approvvigionamento sono i prerequisiti necessari per poter esercitare l'attività di vendita di gas ai clienti finali. Le compagnie che vogliono fornire gas a tali clienti in Italia devono dimostrare di avere la disponibilità dei volumi di gas naturale che intende vendere, di possedere adeguate capacità tecniche e finanziarie, di avere disponibilità del servizio di modulazione adeguato ad assicurare la continuità di fornitura ai clienti con consumi annui non superiori a 50.000 metri cubi (tipicamente i clienti civili), di disporre di capacità di trasporto sufficienti in relazione ai volumi di gas che intende vendere e che le caratteristiche fisico-chimiche del gas naturale sono conformi alle specifiche di qualità previste nel vigente Codice di Rete di Snam Rete Gas.

Infine, a tutela di tutti i clienti italiani, e quindi anche di quelli protetti, si può citare anche l'obbligo di acquisire l'autorizzazione del MiSE per chi intende importare gas naturale in Italia per periodi più lunghi di un anno. Infatti ai fini del rilascio di tale autorizzazione il MiSE si assicura che la compagnia sia solida finanziariamente e che disponga dei volumi di gas e della capacità necessaria ai punti di ingresso al sistema italiano.

Ulteriori misure di tutela sono previste nell'ambito del Piano di Emergenza, rivolte tuttavia alla salvaguardia di tutta la domanda gas e non solo di quella dei clienti protetti. L'attivazione delle misure in esso contenute è prevista in situazioni di allerta / emergenza tipicamente riconducibili al rischio di mancata copertura della domanda totale di gas. Tra esse si citano:

- disponibilità di una riserva strategica di gas negli stoccaggi. In caso di bisogno di ulteriore working gas a fine stagione (oltre la giacenza commerciale), i consumatori possono essere riforniti attingendo al gas di riserva strategica, il cui volume è definito dal MiSE e per l'anno 2018/2019 è pari a 4,6 GSm<sup>3</sup>.
- utilizzo di stoccaggi di GNL stoccato nei serbatoi dei terminali con funzioni di peak shaving.

## 5. Misure preventive

La tabella di seguito riporta le macro-categorie di rischi – tecnici (T); politici (P); economici (E); eventi naturali (N) – identificati nel documento di Valutazione dei Rischi e suddivisi in principali categorie di rischi di riferimento. Per ogni categoria sono riportate le misure preventive individuate per la gestione e il contenimento del rischio in essere.

Macro-categoria	Categoria	Misura preventiva
Tecnica (T)	Guasto alle infrastrutture	<p><b>Monitoraggio in remoto e principio della ridondanza</b></p> <p>Monitoraggio in remoto del funzionamento degli impianti grazie ad un sistema di supervisione, controllo e acquisizione dati (SCADA) e a una rete di telemetria ad elevata affidabilità di funzionamento.</p> <p>Nella progettazione e nell'esercizio del sistema del gas viene inoltre adottato il principio della ridondanza impiantistica (es. magliatura della rete, unità di scorta nelle centrali di compressione, ecc.).</p>
	Qualità del gas	<p><b>Sistemi per la misura della qualità del gas</b></p> <p>Il gas fuori specifica viene intercettato grazie alle dotazioni tecnologiche della rete di trasporto quali sistemi per la misura della qualità del gas, con misura puntuale per ogni immissione, continua (con gascromatografo) e discontinua (con prelievo a campione e analisi di laboratorio) a seconda dei parametri da rilevare e delle capacità del punto di immissione; per le riconsegne, sono effettuate misure di Potere Calorifico Superiore in modalità continua per ogni AOP (Area Omogenea di Prelievo).</p> <p>Tutti i gasdotti esteri interconnessi con i punti di immissione della rete italiana, ad eccezione di Greenstream, metanodotto proveniente dalla Libia, attraversano altri Paesi prima di raggiungere l'Italia. I gestori di rete di tali paesi provvedono a segnalare in anticipo il problema grazie ad opportuni accordi di cooperazione stipulati con Snam Rete Gas. L'<i>entry point</i> di Greenstream, come gli altri punti di importazione, è dotato di specifici strumenti di misura della qualità del gas che in caso di alterazioni rilevanti segnalano immediatamente il problema al centro di dispacciamento e controllo di Snam Rete Gas.</p>
	Interruzione delle comunicazioni e avarie al centro di controllo ICT	<p><b>Ridondanza di infrastrutture di comunicazione e controllo ICT</b></p> <p>Le infrastrutture informatiche a supporto del sistema gas italiano sono periodicamente sottoposte a test finalizzati a verificarne il mantenimento degli standard e garantire la sicurezza dei sistemi e delle informazioni.</p> <p>La sala controllo del Dispacciamento è dotata di una riserva presso un sito alternativo, con ridondanza sia di posti operatori sia di server.</p> <p>Le procedure presenti in Snam per la continuità operativa attestano la capacità di continuare ad esercitare il proprio business al fronte del verificarsi di eventi di rischio di gravità tale da compromettere la normale operatività dei processi critici, con l'obiettivo di garantire un livello di servizio minimo.</p>

Macro-categoria	Categoria	Misura preventiva
	<b>Blackout elettrico</b>	<b>Alimentazione a gas delle centrali di compressione dislocate lungo la rete</b> Un eventuale blackout della rete elettrica non avrebbe alcun impatto critico sul sistema in quanto di fatto andrebbe a ridurre la domanda di gas (principalmente del settore industriale che in caso di blackout dovrebbe interrompere la produzione) e incrementerebbe eventualmente l'iniezione in stoccaggio del gas in eccesso (non consumato dall'industria).
<b>Politica (P)</b>	<b>Disordini civili / Guerra / scioperi in un paese fornitore</b>	<b>Stipulazione di accordi intergovernativi</b> Accordi intergovernativi in essere con paesi produttori e paesi di transito finalizzati alla collaborazione nel settore energetico.
	<b>Sciopero</b>	<i>Interconnection Point Agreement (IPA)</i> : regole e procedure che devono essere adottate dagli operatori interconnessi per la gestione di tutte le operazioni transfrontaliere. Gli IPA contengono anche una sezione che disciplina le attività nei casi di eventi eccezionali, come le emergenze per mancanza o eccesso di gas, eventi che determinano una maggiore necessità di collaborazione tra i gestori, soprattutto nei casi che potrebbero avere un impatto sulla sicurezza degli approvvigionamenti.
	<b>Disordini civili / Guerra / scioperi in un paese di transito del gas importato</b>	Procedure per la continuità operativa che attestano la capacità di continuare ad esercitare il proprio business al fronte del verificarsi di eventi di rischio di gravità tale da comprometterne la normale operatività.
	<b>Attacchi mirati</b>	
<b>Economica (E)</b>	<b>Volatilità prezzi del gas</b>	Definizione di specifiche clausole contrattuali con l'obiettivo di prevenire il rischio di mancata fornitura del gas in presenza di variabilità delle condizioni economiche e di mercato.
	<b>Disputa commerciale</b>	
	<b>Instabilità del mercato</b>	
<b>Eventi Naturali (N)</b>	<b>Disastro naturale</b>	<b>Magliatura della rete</b>
	<b>Condizioni meteorologiche eccezionali</b>	La realizzazione di gasdotti e impianti di rete si basa sulla scelta di tracciati tali da minimizzare i rischi di impatti di natura idro-geologica. Gran parte delle linee di importazione è stata duplicata o triplicata nel tempo.
	<b>Pandemia</b>	<b>Ridondanza del personale</b> La sala controllo del Dispacciamento è dotata di una riserva presso un sito alternativo, con ridondanza sia di posti operatori sia di server.

La maggior parte delle misure elencate (dalla 1 alla 9 e dalla 14 alla 16) riguardano la gestione e lo sviluppo del sistema da parte degli operatori. I costi ad esse associati si riflettono sui ricavi regolati degli operatori del servizio di trasporto.

Le misure relative agli accordi politici e alle clausole contrattuali non generano costi diretti sul sistema gas.

Inoltre è stato sviluppato un sistema strutturato e trasparente di comunicazione, ai soggetti interessati, per aumentare la sicurezza del sistema e per gestire possibili situazioni di crisi, 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 può 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);
- informazioni sulla gestione dei rischi di natura informatica (cyber crime) cui possono essere soggette le infrastrutture strategiche, tra le quali rientrano anche le infrastrutture del gas in senso ampio (es. gasdotti, centrali di compressione, stoccaggi, terminali GNL).

#### Misure intese a rafforzare le interconnessioni tra Stati membri confinanti

La capacità di interconnessione con gli Stati membri confinanti è adeguata e ben dimensionata per tutte le interconnessioni con l'eccezione di quella con il sistema tedesco, realizzata per mezzo del gasdotto Transitgas che attraversa il territorio svizzero. La riduzione della capacità disponibile presso il punto di uscita dalla rete tedesca di Walbach (ormai perdurante dal 2017 a causa della necessità di manutenzione del gasdotto Tedesco TENP) ha colpito fortemente il flusso di gas dal nord Europa. Le Autorità competenti in materia di sicurezza degli approvvigionamenti di Italia, Svizzera e Germania hanno promosso iniziative di cooperazione tra i TSO interessati dalla riduzione del flusso di gas. Questi ultimi hanno formato un gruppo di lavoro congiunto per individuare possibili iniziative da attuare per il ripristino della sicurezza degli approvvigionamenti dei sistemi a valle di quello tedesco lungo la rotta del TENP. Nel merito Open Grid Europe, Fluxys TENP, Swissgas, Transitgas, Fluxswiss e SNAM hanno:

- fornito stime dei volumi di gas necessari per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti per Svizzera e Italia in diversi scenari;
- fornito costi e tempistiche relativi agli investimenti per l'eventuale ripristino della capacità del TENP.

Il gruppo di lavoro congiunto ritiene appropriato, al fine di mantenere un accettabile livello di sicurezza degli approvvigionamenti per Svizzera e Italia, raccomandare almeno il ripristino di 3 GWh/h (circa 7 MSm<sup>3</sup>/g) di capacità di trasporto al punto di uscita di Walbach.

#### Misure intese a diversificare le rotte del gas e le fonti di approvvigionamento

La più importante misura adottata dall'Autorità competente italiana per incentivare la diversificazione delle rotte e delle fonti di approvvigionamento del gas naturale è la concessione dell'esenzione all'accesso di terzi (*TPA exemption*) al gasdotto *Trans Adriatic Pipeline*. Il TAP, attraverso la rete di trasporto italiana, consentirà l'arrivo in Italia del gas proveniente dall'Azerbaijan, una nuova fonte di approvvigionamento per il mercato italiano attraverso una nuova rotta che, partendo dal confine turco, attraversa la Grecia, l'Albania ed il Mar Adriatico prima di connettersi alla rete di trasporto italiana.

#### Misure intese a proteggere le infrastrutture principali importanti per la sicurezza dell'approvvigionamento in rapporto al controllo di soggetti di paesi terzi

Al fine di salvaguardare gli assetti proprietari delle società operanti in settori ritenuti strategici e di interesse nazionale, con il decreto legge 15 marzo 2012, n. 21, è stata disciplinata la materia concernente i poteri speciali sugli assetti societari esercitabili dal Governo nei settori della difesa e della sicurezza nazionale, nonché in alcuni ambiti definiti di rilevanza strategica nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni (normativa "*Golden Power*").

In attuazione del predetto decreto, con il decreto del Presidente della Repubblica (d.P.R.) 19 febbraio 2014, n.35 e con il d.P.R. 25 marzo 2014, n.86 - riguardo ai settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni - sono stati definiti gli ambiti di applicazione e le procedure per l'esercizio dei poteri speciali nei diversi settori.

Il quadro organizzativo regolamentare è stato completato con la specifica individuazione degli attivi di rilevanza strategica, avvenuta con il d.P.R. 25 marzo 2014, n.85 per i settori energetici, dei trasporti e delle comunicazioni.

Sono inclusi negli attivi di rilevanza strategica per il settore energetico:

- a. la rete nazionale di trasporto del gas naturale e relative stazioni di compressione e centri di dispacciamento, nonché' gli impianti di stoccaggio del gas;
- b. le infrastrutture di approvvigionamento di energia elettrica e gas da altri Stati, compresi gli impianti di rigassificazione di GNL onshore e offshore;
- c. la rete nazionale di trasmissione dell'energia elettrica e relativi impianti di controllo e dispacciamento;
- d. le attività di gestione connesse all'utilizzo delle reti e infrastrutture di cui alle precedenti lettere.

Il regolamento prevede il coordinamento della Presidenza del Consiglio dei Ministri per lo svolgimento delle attività propedeutiche all'esercizio dei poteri speciali. Il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri (d.P.C.M.) 6 agosto 2014 ha quindi fissato le modalità procedurali per lo svolgimento delle attività, prevedendo la costituzione di un Comitato di coordinamento interministeriale - istituito poi con d.P.C.M. del 15 dicembre 2014 - presieduto dal vice Segretario generale della Presidenza del Consiglio dei ministri e composto dai responsabili degli uffici dei Ministeri competenti per materia e delle strutture interessate della Presidenza del Consiglio dei ministri. Il Comitato effettua l'istruttoria tecnica ai fini della proposta di esercizio o non esercizio dei poteri speciali.

Per le imprese che svolgono attività di rilevanza strategica per il sistema di sicurezza nazionale le norme prevedono quindi che le eventuali modifiche dell'assetto societario debbano essere notificate alla Presidenza del Consiglio entro dieci giorni o in ogni caso prima che divengano effettivi. In particolare, nel campo dell'energia, con i poteri speciali, l'esecutivo potrebbe mettere un veto sulle operazioni riguardanti *asset* strategici, oppure porre particolari condizioni, nel caso dall'istruttoria dovesse emergere un possibile 'grave pregiudizio' per gli interessi pubblici legati alla sicurezza e al buon funzionamento delle reti.

L'attività concernente l'esercizio dei poteri speciali garantisce quindi la protezione degli *asset* strategici nazionali attraverso la tutela nei confronti di manovre acquisitive che possono portare alla sottrazione di tecnologie e *know-how* industriale e commerciale, essenziale per la competitività del sistema Italia, salvaguardando comunque il rispetto delle dinamiche di mercato.

Il 3 ottobre 2014 sono state avviate le attività del Comitato di coordinamento interministeriale.

Relativamente all'energia dal 2014 sono state esaminate 9 notifiche, di cui 7 relative al settore gas e 2 al settore elettricità. In particolare per il settore gas 3 notifiche hanno riguardato attività di trasporto, 3 notifiche lo stoccaggio di gas in sotterraneo e 1 un terminale di rigassificazione di GNL.

Per tutti i procedimenti non sono stati ravvisati i presupposti per l'esercizio dei poteri speciali, a volte con prescrizioni. Questo dimostra che di fatto i rischi per le infrastrutture energetiche sono bassi in quanto si tratta di attività regolate in conformità alle regole europee e quindi assoggettate a regole di accesso e a tariffe di erogazione del servizio determinate dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), indipendentemente dalla società che ne detiene il controllo. Inoltre le attività si svolgono sotto il controllo di ARERA che può revocare la certificazione del gestore di rete nel caso in cui non siano più soddisfatti i requisiti richiesti.

### Misure adottate a fini diversi dalla valutazione del rischio, ma con un impatto positive sulla sicurezza degli approvvigionamenti

La normativa vigente - articolo 3, comma 1 del decreto legislativo n.164/2000, come modificato dall'articolo 28 del decreto legislativo n.93/2011 - dispone che l'attività di importazione di gas naturale prodotto da Paesi non appartenenti all'Unione europea sia soggetta ad autorizzazione del Ministero dello Sviluppo Economico nel caso sia relativa a contratti di durata superiore all'anno. Il comma 7 dello stesso articolo stabilisce che nel caso tale attività sia relativa a contratti di durata non superiori a un anno, essa è soggetta a comunicazione al MISE e all'ARERA.

Il successivo decreto del Ministro dello sviluppo economico in data 2 agosto 2011, di attuazione del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, stabilisce i criteri per il rilascio delle autorizzazioni all'importazione di gas naturale.

In particolare all'articolo 1 stabilisce che l'attività di importazione di gas naturale relativa a contratti di durata superiore ad un anno, prodotto in Paesi sia appartenenti all'Unione europea, sia non appartenenti all'Unione europea, effettuata attraverso i punti di entrata della rete nazionale dei gasdotti a mezzo di gasdotti o di

terminali di rigassificazione di GNL, nonché' mediante carri bombolai o di autocisterne di GNL, è soggetta ad autorizzazione del Ministero dello sviluppo economico.

La Società nella istanza deve indicare:

- i termini temporali del contratto di importazione, possibili estensioni in esso previste e data in cui si è sottoscritto o si prevede di sottoscrivere lo stesso;
- le quantità contrattuali annuali, mensili e giornalieri previste dal contratto, comprensive delle possibilità di modulazione annuale e stagionale;
- le caratteristiche fisico-chimiche del gas da importare;
- l'indicazione del Paese dove il gas è stato prodotto e, ove possibile, le relative aree di produzione, i gasdotti di trasporto all'estero e i terminali di GNL di liquefazione e di rigassificazione utilizzati;
- eventuali obblighi connessi al contratto e alla sua esecuzione, rilevanti ai fini della sicurezza del sistema italiano del gas.

Il Ministero verifica inoltre il possesso da parte del soggetto richiedente di capacità tecniche e finanziarie adeguate.

L'attività di importazione di gas naturale, relativa a contratti di durata non superiore a un anno, è soggetta a comunicazione, da inviare al Ministero e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

## 6. Altri obblighi e misure

Il bilanciamento del mercato è il concetto chiave intorno a cui ruota l'operatività del mercato del gas: il meccanismo di bilanciamento riflette il bisogno reale del sistema, fornisce le risorse necessarie al responsabile del bilanciamento, e sprona gli operatori a rimanere bilanciati tra le quantità prelevate e immesse nel sistema.

Con riferimento al decreto legislativo 23 maggio 200, n. 164 ed alla Risoluzione n. 45/2011, il principale operatore del trasporto è responsabile del bilanciamento sulla rete nazionale.

Gli operatori hanno la responsabilità di rimanere bilanciati al fine di minimizzare l'attività di bilanciamento messa in opera dal responsabile del bilanciamento, contribuendo tutti ad una maggiore sicurezza del sistema.

Ai sensi di quanto previsto dalla Deliberazione dell'Autorità ARG/Gas/312/2016 in attuazione del Regolamento UE n. 312/2014, il nuovo meccanismo di bilanciamento è basato su criteri di mercato. Di conseguenza ogni operatore del mercato ha l'obbligo di bilanciare la propria posizione commerciale tramite un meccanismo economico. Tale regime promuove la liquidità di mercato e sarà uno degli strumenti per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas. Il TSO responsabile del bilanciamento rende continuamente note agli operatori del mercato le informazioni circa la situazione del sistema gas e circa le posizioni commerciali degli operatori e anche le possibilità di rinomina dal giorno precedente al giorno in atto (gas day).

In questo regime di bilanciamento, sebbene gli stoccaggi di gas rimangano la principale fonte di flessibilità, anche i punti di interconnessione con l'estero (import e GNL) possono essere usati come strumenti di flessibilità.

## 7. Progetti di infrastrutture

La Tabella che segue elenca i progetti infrastrutturali che sono stati inseriti nel Piano Decennale europeo di Sviluppo della Rete del 2018 (TYNDP 2018); nella stessa tabella sono altresì menzionati i progetti che sono stati inseriti nella 3ª lista di progetti di interesse comune (PCI).

Nome del progetto	Codice	Stato	Promotore	Stato di Maturità	3ª lista PCI - codice	Corridoio PCI	Entrata in esercizio		Numero di progetto nel NDP
							I	II	

TAP Trans Adriatic Pipeline	TRA-F-51	Grecia	Trans Adriatic Pipeline AG	FID	7.1.3 (2018)	SGC	2019	2019	N/A
Miglioramenti del Sistema di un campo di stoccaggio on-shore Stogit	UGS-F-260	Italia	STOGIT	FID			2027	2027	NA
Interconnessione del TAP*	TRA-F-1193	Italia	Snam Rete Gas S.p.A.	FID			2019	2019	RN_02
Interconnessione col sito di produzione di Gela	TRA-F-1241	Italia	Snam Rete Gas S.p.A.	FID			2020	2020	N/A
Gasdotto Poseidon	TRA-N-10	Grecia	Poseidon S.A	Avanzato	7.3.3 (2018)	SGC	2022	2025	n.a.
Gasdotto Melita TransGas	TRA-N-31	Malta	Melita TransGas Co. Ltd	Avanzato	5.19 (2018)	NSIW	2024	2024	Section 4.3.2
Terminale GNL Porto Empedocle	LNG-N-198	Italia	Nuove Energie S.r.l.	Avanzato			2021	2021	RN_12
Dorsale adriatica LARINO - RECANATI	TRA-N-974	Italia	Società Gasdotti Italia	Avanzato			2022	2022	Dorsale Larino Recanati
Sviluppo di nuove rotte di importazione dal Sud (Linea Adriatica)	TRA-N-7	Italia	Snam Rete Gas S.p.A.	Medio-Avanzato	7.3.4 (2018)	SGC	2025	2025	RN_04
Sviluppo dell'import dal Nord-Est	TRA-N-8	Italia	Snam Rete Gas S.p.A.	Medio-Avanzato			2034	2034	RN_06
Sviluppi addizionali dalla linea meridionale	TRA-N-9	Italia	Snam Rete Gas S.p.A.	Medio-Avanzato			2034	2034	RN_07
Gasdotto Komotini-Thesprotia	TRA-N-14	Grecia	DESFA S.A.	Medio-Avanzato			2024	2024	2.2.1.6
Ricostruzione del gasdotto M3 da CS Ajdovščina a Šempeter/Gorizia	TRA-N-108	Slovenia	Plinovodi d.o.o.	Medio-Avanzato			2022	2022	C2
Gasdotto EastMed	TRA-N-330	Grecia	Poseidon S.A	Medio-Avanzato	7.3.1 (2018)	SGC	2025	2025	N/A
Metanizzazione della Sardegna	TRA-N-1194	Italia	Snam Rete Gas S.p.A.	Medio-Avanzato			2020	2025	RN_09
Gasdotto Matagiola - Massafra	TRA-N-1195	Italia	Snam Rete Gas S.p.A.	Medio-Avanzato			2025	2025	RN_05

Miglioramento/efficientamento dell'impianto di Gorizia plant	TRA-N-1227	Italia	Snam Rete Gas S.p.A.	Medio-Avanzato			2022	2022	N/A
Interconnessione Grecia-Italia	TRA-N-1246	Italia	Snam Rete Gas S.p.A.	Medio-Avanzato			2025	2025	N/A
Interconnessione a sito di produzione di Biometano	TRA-N-1265	Italia	Snam Rete Gas S.p.A.	Medio-Avanzato			2022	2022	N/A

\*Una procedura di Open Season è in corso al momento della pubblicazione

I progetti che seguono, tra quelli sopra elencati, sono i più rilevanti per l'Italia per il loro impatto sulla sicurezza degli approvvigionamenti dei prossimi anni.

- **Interconnessione del TAP** (NDP nr.: RN\_02) consente il collegamento del gasdotto TAP con la rete di trasporto italiana e, quindi, l'utilizzo – tramite la rotta che attraversa la Turchia, la Grecia e l'Italia - di gas azeri ad oggi non presente tra le fonti di produzione che approvvigionano l'Europa. Il gasdotto TAP è un PCI presente nella 3<sup>a</sup> lista ed entrambi (gasdotto ed interconnessione) attualmente partecipano alla selezione per la 4<sup>a</sup> lista.
- **Linea Adriatica e gasdotto Matagiola – Massafra** (NDP nr.: RN\_05) consiste in un nuovo gasdotto on-shore e di una centrale di compressione che permettono l'aumento della capacità di trasporto da un punto di entrata, e un aumento di capacità di importazione nella rotta da sud a nord. La linea Adriatica fa parte della 3<sup>a</sup> lista dei PCI ed entrambi i progetti attualmente partecipano alla selezione per la 4<sup>a</sup> lista.
- Lo sviluppo di capacità di **interconnessione al confine sloveno** ha un impatto minore a livello nazionale per il modesto incremento di capacità.

Tra gli altri progetti, le infrastrutture utili a favorire la disponibilità di GNL in Sardegna potranno avere un rilevante impatto per la fornitura ai clienti finali e per le politiche di decarbonizzazione con impatto essenzialmente regionale.

## 8. Obblighi di servizio pubblico inerenti alla sicurezza degli approvvigionamenti

Non esistono obblighi di servizio pubblico inerenti alla sicurezza degli approvvigionamenti.

## 9. Consultazione delle parti interessate

La consultazione tra i portatori di interesse nazionali, in applicazione dell'articolo 8, comma 2 del Regolamento, si è svolta tra il 23 e il 30 ottobre 2019 e ha riguardato, oltre al presente Piano di Azione Preventiva, anche il Piano di Emergenza.

Sono pervenuti commenti da due associazioni di categoria di cui si è tenuto conto ai fini del perfezionamento del documento.

## 10. Dimensione regionale

**Meccanismi per la cooperazione: il sistema regionale di coordinamento per il gas (ReCo System for Gas)**

L'articolo 3.6 del Regolamento (UE) 2017/1938 evidenzia il ruolo dei ReCo, istituiti dall'ENTSOG e composti di gruppi di esperti permanenti, per la cooperazione e scambio di informazioni tra i gestori dei sistemi di trasmissione in caso di una emergenza a livello regionale o a livello UE.

Ci sono tre ReCo System for Gas: Nord-Ovest, Est e Sud. La maggior parte dei componenti del gruppo di rischio Ucraina, fanno parte dell'East ReCo.

Il principale scopo dei ReCo teams è la predisposizione di un canale per lo scambio di informazioni tra TSO, l'adozione di procedure comuni da attuare in caso di emergenza, l'organizzazione di gruppi di lavoro per lo svolgimento di "emergency test" per verificare l'efficacia dei flussi informativi e l'eventuale necessità di migliorarli. Di conseguenza, i ReCo devono essere considerati come misure preventive sebbene, le procedure adottate possono essere considerate come misure di emergenza.

L'East ReCo team è stato avviato nel novembre 2017 e un TSO tedesco, Open Grid Europe, è stato nominato come referente; esso sarà il primo TSO che verrà contattato in caso di emergenza e che attiverà il flusso di informazioni.

### Procedure nuove e esistenti per lo scambio di informazioni rilevanti tra le Autorità Competenti dei Gruppi di Rischio

Ai sensi dell'articolo 11 del Regolamento (UE) 2017/1938, nel caso l'Autorità competente dichiari uno dei livelli di crisi, ne informa immediatamente la Commissione e le autorità competenti degli Stati membri con i quali lo Stato membro di tale autorità competente è direttamente connesso.

Inoltre, se l'Autorità competente dichiara un'emergenza, deve seguire la procedura definita nel proprio Piano di Emergenza e deve informare immediatamente le autorità competenti del Gruppo di Rischio di cui fa parte, così come per le autorità competenti degli Stati membri con i quali è direttamente connesso. In ogni caso per rafforzare la cooperazione, anche in caso di dichiarazione di uno dei livelli di crisi l'autorità competente di uno degli Stati membri facenti parte del gruppo di rischio dell'Ucraina e/o della Libia è tenuta ad informare le autorità competenti degli altri Stati membri del gruppo oltre alla Commissione, come già indicato.

In particolare se l'autorità competente di uno degli Stati membri facenti parte del gruppo di rischio dell'Algeria, dell'Ucraina e/o della Libia identifica una potenziale interruzione della fornitura di gas dall'Algeria, dall'Ucraina e/o dalla Libia, deve informare le restanti autorità competenti al più presto prima dell'attivazione dei livelli di crisi. Di seguito una lista esemplificativa, non esaustiva, dei potenziali eventi di rischio.

#### Gruppo di Rischio dell'**Algeria**:

- indisponibilità di un gasdotto di importazione (Transmed, GME, Medgaz).
- cancellazione massiccia di carichi di GNL dai liquefattori algerini o massici cambi di destinazione dei carichi stessi verso terminali extra europei.
- indisponibilità parziale o totale degli impianti di liquefazione algerini.

#### Gruppo di Rischio dell'**Ucraina**:

- rilevanti riduzioni dei flussi di gas importato dai punti di interconnessioni con l'Ucraina (Drozdovychi, Uzhgorod, Beregovo, Tekovo or Orlovka);
- rilevanti riduzioni dei flussi di gas importato dalla Russia in uno o più Stati membri del gruppo;
- incidenti o rinvenimento di problemi tecnici che possono comportare la riduzione dei flussi di approvvigionamento provenienti dai gasdotti di interconnessione degli stati membri facenti parte del gruppo;
- previsione di breve termine (uno o due giorni) di una domanda eccezionalmente alta di gas dovuta a temperature estremamente rigide in uno stato membro facente parte del gruppo.

#### Gruppo di Rischio della **Libia**:

- rilevanti riduzioni dei flussi di gas importato dal punto di interconnessione di Baumgarten;
- rilevanti riduzioni dei flussi di gas importato dalla Russia in uno o più Stati membri del gruppo;
- incidenti o rinvenimento di problemi tecnici che possono comportare la riduzione dei flussi di approvvigionamento provenienti dai gasdotti di interconnessione degli stati membri facenti parte del gruppo;
- previsione di breve termine (uno o due giorni) di una domanda eccezionalmente alta di gas dovuta a temperature estremamente rigide in uno stato membro facente parte del gruppo.

Una lista con i contatti delle autorità competenti verrà aggiornata annualmente dall'autorità competente che ha il ruolo di referente all'interno del gruppo di rischio.

Gli accordi di solidarietà tra gli Stati Membri previsti dal Regolamento sono ancora in valutazione da parte delle autorità competenti degli stati membri. Non appena saranno sottoscritti ne sarà data informativa tutti i componenti del gruppo di rischio di appartenenza e la loro esistenza sarà resa pubblica (solo le informazioni non sensibili) mediante uno specifico capitolo del PAP.

### Misure preventive: Accordi di interconnessione

La disciplina degli accordi di interconnessione tra TSO confinanti è prevista nel capitolo 2 del Regolamento (UE) 2015/703 del 30 aprile 2015 che istituisce un codice di rete in materia di norme di interoperabilità e di scambio dei dati. L'articolo 3 elenca i punti fondamentali all'interno di un accordo di interconnessione.

In generale, un accordo avrà i seguenti contenuti:

- A) norme generali;
- B) glossario dei termini usati nel testo, compresi le convenzioni usate (per esempio per delimitare il giorno gas);
- C) unità di riferimento comuni:
  - unità di misura (pressione, temperatura, volume, potere calorifico, energia, indice di Wobbe);
  - codici degli shipper per facilitare l'identificazione nei processi di abbinamento;
- D) dati previsionali: dati previsionali mensili e settimanali circa le quantità in transito nei punti di interconnessione. la manutenzione ordinaria ha un ruolo significativo nella gestione dei punti di interconnessione, pertanto viene approvato un piano annuale di manutenzione;
- E) nomine: dettagli circa i cicli di nomina e rinomina;
- F) procedure di abbinamento: finalizzate ad ottenere le quantità confermate (CQ) che saranno consegnate presso I punti di interconnessione dagli shipper e per evitare discrepanze nelle nomine;
- G) allocazione: una volta confermate le quantità misurate (MQ), i TSO calcolano la differenza tra MQ e CQ per ottenere la differenza riferita al giorno considerato; detta differenza verrà indirizzata ad un conto noto come Operational Balancing Account (OBA);
- H) situazioni eccezionali: analizzate nel Piano di Emergenza.

Gli accordi di interconnessione comportano un linguaggio unificato per lo scambio di informazioni e per le procedure da attuarsi per verificare sbilanciamenti.