

Il presente testo è un semplice strumento di documentazione e non produce alcun effetto giuridico. Le istituzioni dell'Unione non assumono alcuna responsabilità per i suoi contenuti. Le versioni facenti fede degli atti pertinenti, compresi i loro preamboli, sono quelle pubblicate nella Gazzetta ufficiale dell'Unione europea e disponibili in EUR-Lex. Tali testi ufficiali sono direttamente accessibili attraverso i link inseriti nel presente documento

► **B**      **REGOLAMENTO (UE) 2017/1938 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO**

**del 25 ottobre 2017**

**concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che abroga il regolamento (UE) n. 994/2010**

**(Testo rilevante ai fini del SEE)**

(GU L 280 del 28.10.2017, pag. 1)

Modificato da:

		Gazzetta ufficiale		
		n.	pag.	data
► <b><u>M1</u></b>	Regolamento delegato (UE) 2022/517 della Commissione del 18 novembre 2021	L 104	53	1.4.2022
► <b><u>M2</u></b>	Regolamento (UE) 2022/1032 del Parlamento europeo e del Consiglio del 29 giugno 2022	L 173	17	30.6.2022



**REGOLAMENTO (UE) 2017/1938 DEL PARLAMENTO  
EUROPEO E DEL CONSIGLIO**

**del 25 ottobre 2017**

**concernente misure volte a garantire la sicurezza  
dell'approvvigionamento di gas e che abroga il regolamento (UE)  
n. 994/2010**

**(Testo rilevante ai fini del SEE)**

*Articolo 1*

**Oggetto**

Il presente regolamento detta disposizioni atte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas nell'Unione assicurando il corretto e costante funzionamento del mercato interno del gas naturale («gas»), permettendo l'adozione di misure eccezionali da attuare qualora il mercato non sia più in grado di fornire i necessari approvvigionamenti di gas, comprese misure di solidarietà di ultima istanza, e prevedendo la chiara definizione e attribuzione delle responsabilità fra le imprese di gas naturale, gli Stati membri e l'Unione per quanto riguarda l'azione preventiva e la reazione a reali interruzioni dell'approvvigionamento di gas. Il presente regolamento stabilisce anche meccanismi di trasparenza che riguardano, in uno spirito di solidarietà, il coordinamento della pianificazione e delle contromisure da attuare in caso di emergenze a livello nazionale, regionale e dell'Unione.

*Articolo 2*

**Definizioni**

Ai fini del presente regolamento si applicano le seguenti definizioni:

- 1) «sicurezza», la sicurezza quale definita all'articolo 2, punto 32, della direttiva 2009/73/CE;
- 2) «cliente», il cliente quale definito all'articolo 2, punto 24, della direttiva 2009/73/CE;
- 3) «cliente civile», il cliente quale definito all'articolo 2, punto 25, della direttiva 2009/73/CE;
- 4) «servizio sociale essenziale», il servizio di assistenza sanitaria, di assistenza sociale essenziale, di emergenza, di sicurezza, di istruzione o di pubblica amministrazione;
- 5) «cliente protetto», il cliente civile che è connesso a una rete di distribuzione del gas; qualora lo Stato membro interessato lo decida, può comprendere anche, purché le imprese o i servizi di cui alle lettere a) e b) rappresentino insieme al massimo il 20 % del consumo totale annuale finale di gas in tale Stato membro:
  - a) la piccola o media impresa, purché connessa a una rete di distribuzione del gas;
  - b) un servizio sociale essenziale, purché connesso a una rete di distribuzione o di trasporto del gas;

**▼B**

- c) l'impianto di teleriscaldamento, nella misura in cui serve i clienti civili, le piccole o medie imprese o i servizi sociali essenziali, se non può essere alimentato anche da combustibili diversi dal gas.
- 6) «cliente protetto nel quadro della solidarietà», il cliente civile che è connesso ad una rete di distribuzione del gas, e può comprendere anche uno o entrambi i seguenti casi:
- a) l'impianto di teleriscaldamento se si tratta di un «cliente protetto» nello Stato membro interessato e solo nella misura in cui serve clienti civili o servizi sociali essenziali diversi dai servizi di istruzione e di pubblica amministrazione;
- b) un servizio sociale essenziale se si tratta di un «cliente protetto» nello Stato membro interessato, diverso dai servizi di istruzione e di pubblica amministrazione;
- 7) «autorità competente», l'autorità governativa nazionale o un'autorità nazionale di regolamentazione designata da uno Stato membro per garantire l'attuazione delle misure previste nel presente regolamento;
- 8) «autorità nazionale di regolamentazione», l'autorità nazionale di regolamentazione designata ai sensi dell'articolo 39, paragrafo 1, della direttiva 2009/73/CE;
- 9) «impresa di gas naturale», l'impresa di gas quale definita all'articolo 2, punto 1, della direttiva 2009/73/CE;
- 10) «contratto di fornitura di gas», il contratto di fornitura di gas quale definito all'articolo 2, punto 34, della direttiva 2009/73/CE;
- 11) «trasporto», il trasporto quale definito all'articolo 2, punto 3, della direttiva 2009/73/CE;
- 12) «gestore del sistema di trasporto», il gestore del sistema di trasporto quale definito all'articolo 2, punto 4, della direttiva 2009/73/CE;
- 13) «distribuzione», la distribuzione quale definita all'articolo 2, punto 5, della direttiva 2009/73/CE;
- 14) «gestore del sistema di distribuzione», il gestore del sistema di distribuzione quale definito all'articolo 2, punto 6, della direttiva 2009/73/CE;
- 15) «interconnettore», l'interconnettore quale definito all'articolo 2, punto 17, della direttiva 2009/73/CE;
- 16) «corridoi di approvvigionamento di emergenza», le rotte di approvvigionamento di gas dell'Unione che aiutano gli Stati membri a mitigare meglio gli effetti delle potenziali interruzioni dell'approvvigionamento o dell'operatività dell'infrastruttura;
- 17) «capacità di stoccaggio», la capacità di stoccaggio quale definita all'articolo 2, punto 28, del regolamento (CE) n. 715/2009;
- 18) «capacità tecnica», la capacità tecnica quale definita all'articolo 2, punto 18, del regolamento (CE) n. 715/2009;
- 19) «capacità continua», la capacità continua quale definita all'articolo 2, punto 16, del regolamento (CE) n. 715/2009;

**▼ B**

- 20) «capacità interrompibile», la capacità interrompibile quale definita all'articolo 2, punto 13, del regolamento (CE) n. 715/2009;
- 21) «capacità di un impianto GNL», la capacità di un impianto GNL quale definita all'articolo 2, punto 24, del regolamento (CE) n. 715/2009;
- 22) «impianto GNL» l'impianto GNL quale definito all'articolo 2, punto 11, della direttiva 2009/73/CE;
- 23) «impianto di stoccaggio», l'impianto di stoccaggio quale definito all'articolo 2, punto 9, della direttiva 2009/73/CE;
- 24) «sistema», il sistema quale definito all'articolo 2, punto 13, della direttiva 2009/73/CE;
- 25) «utente del sistema», l'utente del sistema quale definito all'articolo 2, punto 23, della direttiva 2009/73/CE;
- 26) «servizi ausiliari», i servizi ausiliari quali definiti all'articolo 2, punto 14, della direttiva 2009/73/CE;

**▼ M2**

- 27) «traiettoria di riempimento», una serie di obiettivi intermedi per gli impianti di stoccaggio sotterraneo del gas di ciascuno Stato membro di cui all'allegato I *bis* per il 2022 e, per gli anni successivi, definiti a norma dell'articolo 6 *bis*;
- 28) «obiettivo di riempimento», l'obiettivo vincolante relativo al livello di riempimento della capacità aggregata degli impianti di stoccaggio sotterraneo del gas;
- 29) «impianto di stoccaggio strategico», impianto di stoccaggio sotterraneo del gas o parte di un impianto di stoccaggio sotterraneo del gas per il gas naturale non liquefatto acquistato, gestito e stoccato dal gestore del sistema di trasporto entità designata dagli Stati membri o da un'impresa, e che può essere svincolato solo a seguito di notifica preventiva o ad autorizzazione dell'autorità pubblica, e che in genere è svincolato in caso di:
  - a) grave scarsità dell'approvvigionamento;
  - b) interruzione dello stesso; o
  - c) emergenza dichiarata di cui all'articolo 11, paragrafo 1, lettera c);
- 30) «riserva di bilanciamento», gas naturale non liquefatto:
  - a) acquistato, gestito e stoccato nel sottosuolo da gestori del sistema di trasporto o da un'entità designata dallo Stato membro con le uniche finalità di svolgere le funzioni di gestore del sistema di trasporto e garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas; e

**▼ M2**

- b) distribuito solo qualora ciò sia necessario per mantenere il sistema in funzione in condizioni di sicurezza e affidabilità in conformità dell'articolo 13 della direttiva 2009/73/CE e degli articoli 8 e 9 del regolamento (UE) n. 312/2014;
- 31) «impianto di stoccaggio sotterraneo del gas», un impianto di stoccaggio, quale definito all'articolo 2, punto 9, della direttiva 2009/73/CE, utilizzato per lo stoccaggio di gas naturale, compresa la riserva di bilanciamento, e collegato a un sistema di trasporto o di distribuzione, ma che esclude gli impianti di stoccaggio fuori terra sferici o linepack.

**▼ B***Articolo 3***Responsabilità della sicurezza dell'approvvigionamento di gas**

1. La sicurezza dell'approvvigionamento di gas è responsabilità condivisa delle imprese di gas naturale, degli Stati membri, in particolare attraverso le autorità competenti, e della Commissione, nell'ambito dei rispettivi settori di attività e competenza.
2. Ciascuno Stato membro designa un'autorità competente. Le autorità competenti collaborano nell'attuazione del presente regolamento. Gli Stati membri possono autorizzare l'autorità competente a delegare a organi diversi specifici compiti previsti nel presente regolamento. Laddove le autorità competenti deleghino i compiti di dichiarazione di uno dei livelli di crisi di cui all'articolo 11, paragrafo 1, lo fanno solo a un'autorità pubblica, al gestore del sistema di trasporto o al gestore del sistema di distribuzione. I compiti delegati sono svolti sotto la supervisione dell'autorità competente e sono specificati nel piano d'azione preventivo e nel piano di emergenza.
3. Ciascuno Stato membro notifica senza indugio alla Commissione il nome della sua autorità competente e le relative eventuali modifiche, e li rende pubblici.
4. In sede di attuazione delle misure previste nel presente regolamento, l'autorità competente stabilisce i ruoli e le responsabilità dei vari attori interessati onde assicurare un approccio a tre livelli che coinvolga, innanzitutto, le imprese di gas naturale pertinenti, le imprese elettriche, se del caso, e il settore, in secondo luogo, gli Stati membri a livello nazionale o regionale e, in terzo luogo, l'Unione.
5. La Commissione coordina l'operato delle autorità competenti a livello regionale e dell'Unione, a norma del presente regolamento, anche attraverso il GCG o, in particolare se si verifica un'emergenza a livello regionale o dell'Unione a norma dell'articolo 12, paragrafo 1, attraverso il gruppo di gestione della crisi di cui all'articolo 12, paragrafo 4.

**▼B**

6. In caso di emergenza a livello regionale o dell'Unione, i gestori del sistema di trasporto cooperano e scambiano informazioni utilizzando il RCSG istituito dall'ENTSOG. L'ENTSOG informa di conseguenza la Commissione e le autorità competenti degli Stati membri interessati.

7. Ai sensi dell'articolo 7, paragrafo 2, i principali rischi transnazionali per la sicurezza dell'approvvigionamento di gas nell'Unione devono essere identificati e su tale base devono essere stabiliti i gruppi di rischio. Tali gruppi di rischio fungono da base per una maggiore cooperazione regionale al fine di rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e consentono accordi su misure transfrontaliere adeguate ed efficaci di tutti gli Stati membri interessati all'interno o all'esterno dei gruppi di rischio lungo i corridoi di approvvigionamento di emergenza.

L'elenco dei gruppi di rischio con relativa composizione è riportato nell'allegato I. La composizione dei gruppi di rischio non osta a che altre forme di cooperazione regionale vadano a vantaggio della sicurezza dell'approvvigionamento.

8. Alla Commissione è conferito il potere di adottare atti delegati conformemente all'articolo 19 per aggiornare la composizione dei gruppi di rischio riportati nell'allegato I modificando tale allegato al fine di rispecchiare l'evoluzione dei principali rischi transnazionali per la sicurezza dell'approvvigionamento di gas nell'Unione e del suo impatto sugli Stati membri, tenendo conto dell'esito della simulazione di scenari di interruzione dell'approvvigionamento di gas e dell'operatività dell'infrastruttura a livello dell'Unione effettuate dall'ENTSOG in conformità dell'articolo 7, paragrafo 1. Prima di procedere all'aggiornamento, la Commissione consulta il GCG nella configurazione prevista dall'articolo 4, paragrafo 4, sul progetto di aggiornamento.

*Articolo 4***Gruppo di coordinamento del gas**

1. È istituito un gruppo di coordinamento del gas (GCG) volto a facilitare il coordinamento delle misure relative alla sicurezza dell'approvvigionamento di gas. Il GCG è composto di rappresentanti degli Stati membri, in particolare rappresentanti delle rispettive autorità competenti, come pure dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia («Agenzia»), dell'ENTSOG e degli organi rappresentativi del settore interessato e di quelli dei pertinenti clienti. La Commissione, in consultazione con gli Stati membri, decide in merito alla composizione del GCG. La Commissione presiede il GCG. Il GCG adotta il proprio regolamento interno.

2. Il GCG è consultato e assiste la Commissione, in particolare per quanto riguarda le seguenti questioni:

- a) la sicurezza dell'approvvigionamento di gas, in qualsiasi momento e più specificamente in caso di emergenza;
- b) tutte le informazioni importanti della sicurezza dell'approvvigionamento di gas a livello nazionale, regionale e dell'Unione;
- c) le buone prassi ed eventuali linee guida destinate a tutte le parti interessate;

**▼B**

- d) il livello di sicurezza dell'approvvigionamento di gas, i parametri di riferimento e i metodi di valutazione;
- e) gli scenari nazionali, regionali e dell'Unione e le prove per determinare il grado di preparazione;
- f) la valutazione dei piani d'azione preventivi e dei piani di emergenza, la coerenza tra i vari piani e l'attuazione delle misure ivi contemplate;
- g) il coordinamento delle misure intese a far fronte all'emergenza dell'Unione, con le parti contraenti della Comunità dell'energia e con altri paesi terzi;
- h) l'assistenza necessaria per gli Stati membri più colpiti.

3. La Commissione convoca regolarmente il GCG e condivide le informazioni ricevute dalle autorità competenti tutelando al contempo la riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili.

4. La Commissione può convocare il GCG in una configurazione limitata ai rappresentanti degli Stati membri e in particolare delle loro autorità competenti. La Commissione convoca il GCG in tale configurazione limitata se richiesto da uno o più rappresentanti degli Stati membri e in particolare delle loro autorità competenti. In tal caso, l'articolo 16, paragrafo 2, non si applica.

*Articolo 5***Standard infrastrutturale**

1. Ciascuno Stato membro o la propria autorità competente, secondo quanto previsto dallo Stato membro, provvede ad adottare le misure necessarie affinché, in caso di interruzione dell'operatività dell'infrastruttura principale del gas, la capacità tecnica delle infrastrutture rimanenti, determinata in conformità della formula  $N - 1$  di cui al punto 2 dell'allegato II, sia in grado, fatte salve le disposizioni del paragrafo 2 del presente articolo, di soddisfare la domanda totale di gas dell'area calcolata durante un giorno di domanda eccezionalmente elevata, che secondo la probabilità statistica ricorre una volta ogni vent'anni. Il calcolo è effettuato tenendo conto dell'andamento tendenziale del consumo di gas, dell'impatto a lungo termine delle misure di efficienza energetica e dei tassi di utilizzazione dell'infrastruttura esistente.

L'obbligo di cui al primo comma del presente paragrafo non pregiudica la responsabilità dei gestori del sistema di trasporto di effettuare gli investimenti del caso né gli obblighi dei gestori del sistema di trasporto previsti dal regolamento (CE) n. 715/2009 e dalla direttiva 2009/73/CE.

2. L'obbligo di assicurare che le infrastrutture rimanenti abbiano la capacità tecnica di soddisfare la domanda totale di gas di cui al paragrafo 1 del presente articolo si considera rispettato anche quando l'autorità competente dimostra, nell'ambito del piano d'azione preventivo, che un'interruzione dell'approvvigionamento di gas può essere compensata adeguatamente e tempestivamente grazie ad opportune misure di mercato sul versante della domanda. A tale scopo, la formula  $N - 1$  è calcolata come previsto dall'allegato II, punto 4.

**▼B**

3. Ove opportuno, in base alle valutazioni del rischio di cui all'articolo 7, le autorità competenti degli Stati membri confinanti possono decidere di adempiere, congiuntamente, all'obbligo previsto al paragrafo 1 del presente articolo. In tal caso le autorità competenti forniscono il calcolo della formula  $N - 1$  nella valutazione del rischio, precisando le modalità concordate per adempiere a tale obbligo nei capitoli regionali dei piani d'azione preventivi. Si applica il punto 5 dell'allegato II.

4. I gestori del sistema di trasporto realizzano una capacità fisica permanente di trasporto del gas in entrambe le direzioni («capacità bidirezionale») su tutte le interconnessioni tra Stati membri salvo:

- a) nei casi di connessioni a impianti di produzione, impianti GNL e reti di distribuzione; o
- b) esenzioni da tale obbligo, accordate previa valutazione dettagliata e consultazione degli altri Stati membri e della Commissione in conformità dell'allegato III.

Per dotare l'interconnessione della capacità bidirezionale o per potenziarla, oppure per ottenere o prorogare un'esenzione da tale obbligo si applica la procedura di cui all'allegato III. La Commissione pubblica e aggiorna l'elenco delle esenzioni.

5. Una proposta di realizzazione o potenziamento della capacità bidirezionale o una richiesta di concessione o proroga di un'esenzione includono un'analisi costi/benefici elaborata sulla base della metodologia di cui all'articolo 11 del regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio <sup>(1)</sup> e si basano sui seguenti elementi:

- a) sulla valutazione della domanda del mercato;
- b) sulle proiezioni della domanda e dell'offerta;
- c) sul possibile impatto economico sull'infrastruttura esistente;
- d) sullo studio di fattibilità;
- e) sui costi della capacità bidirezionale, ivi compresi quelli del necessario rafforzamento del sistema di trasporto; e
- f) sui benefici della sicurezza dell'approvvigionamento di gas, tenendo conto della misura in cui la capacità bidirezionale contribuisce a soddisfare lo standard infrastrutturale stabilito nel presente articolo.

6. Le autorità nazionali di regolamentazione tengono conto dell'efficienza dei costi sostenuti per ottemperare all'obbligo di cui al paragrafo 1 del presente articolo e dei costi connessi alla realizzazione della capacità bidirezionale, al fine di offrire incentivi appropriati in sede di

<sup>(1)</sup> Regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2013, sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee e che abroga la decisione n. 1364/2006/CE e che modifica i regolamenti (CE) n. 713/2009, (CE) n. 714/2009 e (CE) n. 715/2009 (GU L 115 del 25.4.2013, pag. 39).

**▼B**

fissazione o approvazione, in base a criteri trasparenti e precisi, delle tariffe o delle metodologie a norma dell'articolo 13 del regolamento (CE) n. 715/2009 e dell'articolo 41, paragrafo 8, della direttiva 2009/73/CE.

7. Nella misura in cui un investimento per la realizzazione o il potenziamento della capacità bidirezionale non risponde a un'esigenza del mercato, ma è ritenuto necessario per la sicurezza dell'approvvigionamento di gas, e qualora il suddetto investimento implichi dei costi in più Stati membri o in uno Stato membro nell'interesse di un altro Stato membro, prima che siano adottate le decisioni di investimento le autorità nazionali di regolamentazione di tutti gli Stati membri interessati prendono una decisione coordinata sulla ripartizione dei costi. La ripartizione dei costi tiene conto dei principi descritti e degli elementi figuranti all'articolo 12, paragrafo 4, del regolamento (UE) n. 347/2013, in particolare della proporzione nella quale gli investimenti nelle infrastrutture contribuiscono ad aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento di gas degli Stati membri interessati nonché degli investimenti già realizzati nell'infrastruttura in questione. La ripartizione dei costi non distorce indebitamente la concorrenza e il funzionamento efficiente del mercato interno e cerca di evitare effetti distorsivi impropri sul mercato.

8. L'autorità competente provvede affinché le nuove infrastrutture di trasporto contribuiscano alla sicurezza dell'approvvigionamento di gas grazie allo sviluppo di una rete ben connessa che disponga, ove opportuno, di un numero sufficiente di punti transfrontalieri d'entrata e d'uscita in relazione alla domanda del mercato e ai rischi individuati.

L'autorità competente determina, nella valutazione del rischio, in una prospettiva integrata che abbraccia i sistemi del gas e dell'elettricità, se esistano strozzature interne e se la capacità d'entrata e l'infrastruttura nazionale di entrata, in particolare le reti di trasporto, siano in grado di adattare i flussi nazionali e transfrontalieri di gas allo scenario di interruzione dell'operatività dell'infrastruttura principale del gas a livello nazionale e di interesse comune per il gruppo di rischio individuato nella valutazione del rischio.

9. In deroga al paragrafo 1 del presente articolo, e alle condizioni di cui al presente paragrafo, Lussemburgo, Slovenia e Svezia non sono vincolati ma si adoperano per rispettare l'obbligo di cui al detto paragrafo, assicurando al contempo gli approvvigionamenti di gas ai clienti protetti conformemente all'articolo 6.

La deroga si applica al Lussemburgo purché:

- a) abbia almeno due interconnettori con altri Stati membri;
- b) almeno due diverse fonti di approvvigionamento di gas; e
- c) nessun impianto di stoccaggio sul proprio territorio.

**▼B**

La deroga si applica alla Slovenia purché:

- a) abbia almeno due interconnettori con altri Stati membri;
- b) almeno due diverse fonti di approvvigionamento di gas; e
- c) nessun impianto di stoccaggio o GNL sul proprio territorio.

La deroga si applica alla Svezia purché:

- a) non abbia alcun transito di gas verso altri Stati membri sul proprio territorio;
- b) il consumo interno lordo annuale di gas sia inferiore a 2 Mtep; e
- c) corrisponda a meno del 5 % del consumo totale di energia primaria prodotta da gas.

Lussemburgo, Slovenia e Svezia informano la Commissione di qualsiasi cambiamento che possa incidere sulle condizioni di cui al presente paragrafo. La deroga di cui al presente paragrafo cessa di applicarsi qualora venga meno almeno una di tali condizioni.

Nell'ambito della valutazione nazionale del rischio effettuata in conformità dell'articolo 7, paragrafo 3, Lussemburgo, Slovenia e Svezia descrivono la situazione per quanto riguarda le rispettive condizioni di cui al presente paragrafo e le prospettive di conformità all'obbligo di cui al paragrafo 1 del presente articolo, tenendo conto dell'impatto economico della conformità allo standard infrastrutturale nonché dell'evoluzione del mercato del gas e dei progetti di infrastrutture del gas nel gruppo di rischio. In base alle informazioni fornite nella valutazione nazionale del rischio e se le rispettive condizioni di cui al presente paragrafo sono soddisfatte, la Commissione può decidere che la deroga si applichi per altri quattro anni. In caso di decisione positiva, la procedura di cui al primo comma si ripete dopo quattro anni.

*Articolo 6***Standard di approvvigionamento di gas**

1. L'autorità competente prescrive alle imprese di gas naturale, che l'autorità stessa identifica, di adottare misure volte ad assicurare ai clienti protetti dello Stato membro l'approvvigionamento di gas in ciascuno dei casi seguenti:

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

**▼B**

Entro il 2 febbraio 2018, ogni Stato membro notifica alla Commissione le proprie definizioni di clienti protetti, i volumi di consumo annuo di gas dei clienti protetti e la percentuale del consumo totale annuo finale di gas che tali volumi di consumo rappresentano in tale Stato membro. Gli Stati membri, se nella definizione di clienti protetti inseriscono le categorie di cui all'articolo 2, punto 5, lettera a) o b), specificano i volumi di consumo di gas corrispondenti ai clienti appartenenti a tali categorie e la percentuale che ciascuno di tali gruppi di clienti rappresenta nel consumo finale complessivo di gas all'anno.

L'autorità competente individua le imprese di gas naturale di cui al primo comma del presente paragrafo e le specifica nel piano d'azione preventivo.

Le nuove misure non di mercato previste per assicurare lo standard di approvvigionamento di gas sono conformi alla procedura di cui all'articolo 9, paragrafi da 4 a 9.

Gli Stati membri possono conformarsi all'obbligo di cui al primo comma attuando misure di efficienza energetica o sostituendo il gas con un'altra fonte di energia, tra cui le fonti di energia rinnovabili, nella misura in cui risulti lo stesso livello di sicurezza.

2. Eventuali aumenti dello standard di approvvigionamento di gas al di là del periodo di trenta giorni di cui al paragrafo 1, lettere b) e c), o obblighi supplementari imposti per ragioni di sicurezza dell'approvvigionamento di gas si basano sulla valutazione del rischio, sono riportati nel piano d'azione preventivo e:

- a) sono conformi alle disposizioni dell'articolo 8, paragrafo 1;
- b) non incidono negativamente sulla capacità di altri Stati membri di approvvigionare di gas i rispettivi clienti protetti in conformità del presente articolo in caso di emergenza a livello nazionale, regionale o dell'Unione; e
- c) sono conformi all'articolo 12, paragrafo 5, in caso di emergenza a livello regionale o dell'Unione.

La Commissione può chiedere una giustificazione che mostri la conformità di qualsiasi misura di cui al primo comma alle condizioni ivi indicate. Tale giustificazione è resa pubblica dall'autorità competente dello Stato membro che introduce la misura.

Ogni nuova misura non di mercato a norma del primo comma del presente paragrafo adottate il 1° novembre 2017, o successivamente, sono conformi alla procedura stabilita all'articolo 9, paragrafi da 4 a 9.

3. Decorsi i termini definiti dall'autorità competente di cui ai paragrafi 1 e 2, o qualora le condizioni siano più gravi di quelle di cui al paragrafo 1, l'autorità competente e le imprese di gas naturale si adoperano per preservare, per quanto possibile, l'approvvigionamento di gas, in particolare ai clienti protetti.

**▼B**

4. Gli obblighi imposti alle imprese di gas naturale per rispettare gli standard di approvvigionamento di gas di cui al presente articolo non sono discriminatori né impongono un onere eccessivo a tali imprese.

5. Le imprese di gas naturale sono autorizzate a conformarsi agli obblighi basati sul presente articolo a livello regionale o dell'Unione, ove opportuno. Le autorità competenti non prescrivono che gli standard di approvvigionamento di gas di cui al presente articolo siano rispettati sulla base delle infrastrutture ubicate esclusivamente sul loro territorio.

6. Le autorità competenti fanno sì che le condizioni degli approvvigionamenti ai clienti protetti siano fissate fatto salvo il corretto funzionamento del mercato interno dell'energia e a un prezzo corrispondente al valore di mercato degli approvvigionamenti.

**▼M2***Articolo 6 bis***Obiettivi di riempimento e traiettorie di riempimento**

1. Fatti salvi i paragrafi da 2 a 5, entro il 1° novembre di ogni anno, gli Stati membri conseguono gli obiettivi di riempimento seguenti per la capacità aggregata di tutti gli impianti di stoccaggio sotterraneo del gas ubicati nel proprio territorio e direttamente interconnessi con un'area di mercato nel proprio territorio e per gli impianti di stoccaggio elencati nell'allegato I *ter*:

a) per il 2022: l'80 %;

b) a partire dal 2023: il 90 %.

Al fine di ottemperare al presente paragrafo, gli Stati membri tengono conto dell'obiettivo di salvaguardare la sicurezza dell'approvvigionamento di gas nell'Unione a norma dell'articolo 1.

2. Nonostante il paragrafo 1 e lasciando impregiudicati gli obblighi di altri Stati membri di riempire gli impianti interessati di stoccaggio sotterraneo del gas, l'obiettivo di riempimento per ciascuno Stato membro in cui sono ubicati gli impianti di stoccaggio sotterraneo del gas è ridotto a un volume corrispondente al 35 % del consumo medio annuo di gas dei cinque anni precedenti per tale Stato membro.

3. Nonostante il paragrafo 1 e lasciando impregiudicati gli obblighi di altri Stati membri di riempire gli impianti interessati di stoccaggio sotterraneo del gas, l'obiettivo di riempimento di ciascuno Stato membro in cui sono ubicati gli impianti di stoccaggio sotterraneo del gas è ridotto del volume che è stato fornito a paesi terzi durante il periodo di riferimento dal 2016 al 2021 se il volume medio fornito è stato superiore a 15 TWh all'anno durante il periodo di prelievo dallo stoccaggio del gas (ottobre-aprile).

4. Agli impianti di stoccaggio sotterraneo del gas di cui all'allegato I *ter* si applicano gli obiettivi di riempimento a norma del paragrafo 1 e alle traiettorie di riempimento a norma del paragrafo 7. I dettagli degli obblighi per ciascuno Stato membro saranno definiti in un accordo bilaterale a norma dell'allegato I *ter*.

**▼ M2**

5. Uno Stato membro può conseguire parzialmente l'obiettivo di riempimento contabilizzando il GNL fisicamente stoccato e disponibile nei propri impianti di GNL ove siano soddisfatte entrambe le condizioni seguenti:

- a) il sistema del gas comprende una notevole capacità di stoccaggio di GNL, che rappresenta ogni anno oltre il 4 % del consumo nazionale medio dei cinque anni precedenti;
- b) lo Stato membro ha imposto ai fornitori di gas l'obbligo di stoccare volumi minimi di gas negli impianti di stoccaggio sotterraneo del gas e/o negli impianti di GNL a norma dell'articolo 6 *ter*, paragrafo 1, lettera a).

6. Gli Stati membri adottano le misure necessarie per conseguire gli obiettivi intermedi o per garantire che essi siano conseguiti come segue:

- a) per il 2022: conformemente all'allegato I *bis*; e
- b) a partire dal 2023: conformemente al paragrafo 7.

7. Per il 2023 e gli anni successivi, ciascuno Stato membro che dispone di impianti di stoccaggio sotterraneo del gas presenta alla Commissione, entro il 15 settembre dell'anno precedente, un progetto di traiettoria di riempimento in forma aggregata, corredato degli obiettivi intermedi per febbraio, maggio, luglio e settembre, comprese informazioni tecniche, per gli impianti di stoccaggio sotterraneo del gas ubicati nel suo territorio e direttamente interconnessi alla sua area di mercato. La traiettoria di riempimento e i rispettivi obiettivi intermedi si basano sul tasso di riempimento medio dei cinque anni precedenti.

Per gli Stati membri per i quali l'obiettivo di riempimento è ridotto al 35 % del loro consumo medio annuo di gas ai sensi del paragrafo 2, gli obiettivi intermedi della traiettoria di riempimento sono ridotti di conseguenza.

Sulla base delle informazioni tecniche fornite da ciascuno Stato membro e tenendo conto della valutazione del GCG, la Commissione adotta atti di esecuzione che fissano la traiettoria di riempimento per ciascuno Stato membro. Tali atti di esecuzione sono adottati conformemente alla procedura d'esame di cui all'articolo 18 *bis*, paragrafo 2. Essi sono adottati entro il 15 novembre dell'anno precedente, ove necessario e anche nel caso in cui uno Stato membro abbia presentato un progetto aggiornato di traiettoria di riempimento. Si basano su una valutazione della situazione generale della sicurezza dell'approvvigionamento di gas e dell'andamento di domanda e offerta di gas nell'Unione e nei singoli Stati membri e sono fissati in modo da garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas evitando nel contempo oneri inutili per gli Stati membri, i partecipanti al mercato del gas, i gestori dei sistemi di stoccaggio o i clienti e senza distorcere indebitamente la concorrenza tra impianti di stoccaggio ubicati in Stati membri confinanti.

8. Qualora in un dato anno uno Stato membro non riesca a raggiungere il proprio obiettivo di riempimento entro il 1° novembre a causa delle caratteristiche tecniche specifiche di uno o più impianti di stoccaggio sotterraneo del gas situati nel suo territorio, come tassi di iniezione eccezionalmente bassi, esso è autorizzato a raggiungerlo entro il 1° dicembre. Lo Stato membro ne informa la Commissione entro il 1° novembre, indicando i motivi del ritardo.

**▼ M2**

9. L'obiettivo di riempimento non si applica se e fintantoché la Commissione abbia dichiarato un'emergenza a livello regionale o dell'Unione a norma dell'articolo 12 su richiesta, se del caso, di uno o più Stati membri che hanno dichiarato un'emergenza nazionale.

10. L'autorità competente di ciascuno Stato membro monitora costantemente il rispetto della traiettoria di riempimento e riferiscono regolarmente al GCG. Se il livello di riempimento di un determinato Stato membro è inferiore di oltre cinque punti percentuali rispetto al livello della traiettoria di riempimento, l'autorità competente adotta senza ritardo misure efficaci per aumentarlo. Gli Stati membri informano la Commissione e il GCG in merito alle misure adottate.

11. In caso di scostamento sostanziale e persistente dalla traiettoria di riempimento da parte di uno Stato membro, che compromette il raggiungimento dell'obiettivo di riempimento, o in caso di scostamento dall'obiettivo di riempimento, la Commissione, previa consultazione del GCG e degli Stati membri interessati, emette una raccomandazione destinata a tale Stato membro o agli Stati membri interessati relativa all'adozione immediata di misure.

Qualora lo scostamento non sia significativamente ridotto entro un mese dalla ricezione della raccomandazione della Commissione, la Commissione, previa consultazione del GCG e degli Stati membri interessati, adotta una decisione come misura di ultima istanza per imporre allo Stato membro interessato di adottare misure che pongano rimedio allo scostamento in modo efficace, comprese eventualmente una o più delle misure di cui all'articolo 6 *ter*, paragrafo 1, o qualsiasi altra misura volta a garantire il raggiungimento dell'obiettivo di riempimento a norma del presente articolo.

Nel decidere quali delle misure adottare a norma del secondo comma, la Commissione tiene conto della situazione specifica degli Stati membri interessati, quali le dimensioni degli impianti di stoccaggio sotterraneo del gas in relazione al consumo interno di gas, la loro importanza per la sicurezza dell'approvvigionamento di gas nella regione e l'esistenza di eventuali impianti di stoccaggio di GNL.

Le misure adottate dalla Commissione per far fronte agli scostamenti dalla traiettoria di riempimento o dall'obiettivo di riempimento per il 2022 tengono conto del breve lasso di tempo per l'attuazione del presente articolo a livello nazionale che può aver contribuito alla deviazione dalla traiettoria di riempimento o dall'obiettivo di riempimento per l'anno in questione.

La Commissione assicura che le misure adottate a norma del presente paragrafo:

- a) non vadano al di là di quanto necessario per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas;
- b) non pongono oneri sproporzionati sugli Stati membri, sui partecipanti al mercato del gas, sui gestori dei sistemi di stoccaggio o sui clienti.

▼ M2*Articolo 6 ter***Attuazione degli obiettivi di riempimento**

1. Gli Stati membri adottano tutte le misure necessarie, incluso concedendo incentivi finanziari o compensazioni ai partecipanti al mercato, per conseguire gli obiettivi di riempimento stabiliti a norma dell'articolo 6 *bis*. Nel garantire il conseguimento degli obiettivi di riempimento gli Stati membri privilegiano, ove possibile, misure di mercato.

Nella misura in cui una qualsiasi delle misure di cui al presente articolo costituisce compiti e competenze dell'autorità di regolamentazione nazionale, a norma dell'articolo 41 della direttiva 2009/73/CE, le autorità di regolamentazione nazionali sono responsabili dell'adozione di tali misure.

Le misure adottate a norma del presente paragrafo possono in particolare:

- a) imporre ai fornitori di gas di stoccare volumi minimi di gas negli impianti di stoccaggio, incluso negli impianti di stoccaggio sotterraneo del gas e/o negli impianti di stoccaggio di GNL, laddove tali volumi devono essere determinati sulla base della quantità di gas fornita dai fornitori di gas ai clienti protetti;
- b) imporre ai gestori dei sistemi di stoccaggio di offrire le proprie capacità ai partecipanti al mercato;
- c) imporre ai gestori del sistema di trasporto o a entità designate dallo Stato membro di acquistare e gestire riserve di bilanciamento esclusivamente allo scopo di svolgere le proprie funzioni di gestori del sistema di trasporto e, ove necessario, imporre un obbligo su altre entità designate ai fini della sicurezza dell'approvvigionamento di gas in caso di emergenza di cui all'articolo 11, paragrafo 1, lettera c);
- d) utilizzare strumenti coordinati, quali piattaforme per l'acquisto di GNL, con altri Stati membri per massimizzare l'utilizzo del GNL e ridurre gli ostacoli infrastrutturali e normativi all'uso condiviso del GNL per riempire gli impianti di stoccaggio sotterraneo del gas;
- e) ricorrere a un meccanismo volontario di acquisizione congiunta di gas naturale per la cui applicazione la Commissione può, se necessario, emanare orientamenti entro il 1° agosto 2022;
- f) fornire incentivi finanziari ai partecipanti al mercato, compresi i gestori dei sistemi di stoccaggio, come contratti per differenza, o compensare i partecipanti al mercato per la perdita di ricavi o per i costi da essi sostenuti imputabili agli obblighi imposti ai partecipanti al mercato, compresi i gestori dei sistemi di stoccaggio, che non possono essere coperti dai ricavi;

**▼ M2**

- g) imporre ai detentori di capacità di stoccaggio di utilizzare o svincolare le capacità prenotate inutilizzate e obbligare nel contempo il detentore di capacità di stoccaggio che non la utilizza a pagare il prezzo convenuto per l'intera durata del contratto di stoccaggio;
- h) adottare strumenti efficaci per l'acquisto e la gestione dell'impianto di stoccaggio strategico da parte di entità pubbliche o private, a condizione che tali strumenti non comportino distorsioni della concorrenza o non alterino il buon funzionamento del mercato interno;
- i) designare un'entità specificamente incaricata di raggiungere l'obiettivo di riempimento nel caso in cui esso non sia altrimenti raggiunto;
- j) applicare sconti sulle tariffe di stoccaggio;
- k) riscuotere le entrate necessarie per recuperare il capitale e le spese operative relative agli impianti di stoccaggio regolamentati, come tariffe di stoccaggio e un onere specifico incorporato nelle tariffe di trasporto, da riscuotere solo ai punti di uscita verso i clienti finali situati all'interno degli stessi Stati membri, a condizione che le entrate riscosse attraverso le tariffe non siano superiori alle entrate autorizzate.

2. Le misure adottate dagli Stati membri a norma del paragrafo 1 sono limitate a quanto necessario per conseguire le traiettorie di riempimento e gli obiettivi di riempimento. Sono chiaramente definite, trasparenti, proporzionate, non discriminatorie e verificabili. Esse non distorcono indebitamente la concorrenza o il buon funzionamento del mercato interno del gas né mettono a repentaglio la sicurezza dell'approvvigionamento di gas di altri Stati membri o dell'Unione.

3. Gli Stati membri adottano tutte le misure necessarie per garantire un uso efficiente delle infrastrutture esistenti a livello nazionale e regionale, a vantaggio della sicurezza dell'approvvigionamento di gas. Tali misure non bloccano né limitano in alcun caso l'uso transfrontaliero di impianti di stoccaggio o di impianti di GNL e non limitano le capacità di trasporto transfrontaliero assegnate a norma del regolamento (UE) 2017/459 della Commissione <sup>(1)</sup>.

4. Quando adottano misure a norma del presente articolo, gli Stati membri applicano il principio «l'efficienza energetica al primo posto», pur continuando a conseguire gli obiettivi delle rispettive misure, in conformità del regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio <sup>(2)</sup>.

<sup>(1)</sup> Regolamento (UE) 2017/459 della Commissione, del 16 marzo 2017, che istituisce un codice di rete relativo ai meccanismi di allocazione di capacità nei sistemi di trasporto del gas e che abroga il regolamento (UE) n. 984/2013 (GU L 72 del 17.3.2017, pag. 1).

<sup>(2)</sup> Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima che modifica i regolamenti (CE) n. 663/2009 e (CE) n. 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE e 2013/30/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive del Consiglio 2009/119/CE e (UE) 2015/652 e che abroga il regolamento (UE) n. 525/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio (GU L 328 del 21.12.2018, pag. 1).

▼ M2*Articolo 6 quater***Accordi per lo stoccaggio e meccanismo di ripartizione degli oneri**

1. Uno Stato membro che non sia dotato di impianti di stoccaggio sotterraneo del gas provvede affinché i partecipanti al mercato di tale Stato membro dispongano di accordi con i gestori dei sistemi di stoccaggio sotterranei o altri partecipanti al mercato negli Stati membri dotati di impianti di stoccaggio sotterraneo del gas. Tali accordi prevedono l'uso, entro il 1<sup>o</sup> novembre, di volumi di stoccaggio corrispondenti ad almeno il 15 % del consumo medio annuo di gas dei cinque anni precedenti dello Stato membro privo di impianti di stoccaggio sotterraneo del gas. Ciò nonostante, se la capacità di trasporto transfrontaliero o altre limitazioni tecniche impediscono allo Stato membro privo di impianti di stoccaggio sotterraneo del gas di utilizzare pienamente il 15 % di tali volumi di stoccaggio, tale Stato membro immagazzina soltanto i volumi tecnicamente possibili.

Nel caso in cui le limitazioni tecniche non consentano a uno Stato membro di rispettare l'obbligo stabilito nel primo comma, e detto Stato membro abbia l'obbligo di stoccaggio di altri combustibili per sostituire il gas, l'obbligo di cui al primo comma può essere eccezionalmente sostituito da un obbligo equivalente di stoccaggio di combustibili diversi dal gas. Le limitazioni tecniche e l'equivalenza della misura sono dimostrate dallo Stato membro interessato.

2. In deroga al paragrafo 1, uno Stato membro sprovvisto di impianti di stoccaggio sotterranei può sviluppare un meccanismo di ripartizione degli oneri con uno o più Stati membri che dispongono di impianti di stoccaggio sotterraneo del gas (meccanismo di ripartizione degli oneri).

Il meccanismo di ripartizione degli oneri si basa sui dati pertinenti dell'ultima valutazione dei rischi a norma dell'articolo 7 e tiene conto di tutti i parametri seguenti:

- a) il costo del sostegno finanziario per soddisfare l'obiettivo di riempimento, escludendo i costi per l'adempimento di eventuali obblighi di stoccaggio strategico;
- b) i volumi di gas necessari per soddisfare la domanda dei clienti protetti a norma dell'articolo 6, paragrafo 1;
- c) eventuali limitazioni tecniche, inclusi la capacità di stoccaggio sotterraneo disponibile, la capacità tecnica di trasmissione transfrontaliera e i tassi di prelievo.

Gli Stati membri comunicano il meccanismo di ripartizione degli oneri alla Commissione entro il 2 settembre 2022. In mancanza di un accordo sul meccanismo di ripartizione degli oneri entro tale data, gli Stati membri privi di impianti di stoccaggio sotterraneo del gas dimostrano di rispettare il paragrafo 1 e ne informano la Commissione.

**▼ M2**

3. A titolo di misura transitoria, gli Stati membri privi di impianti di stoccaggio sotterraneo del gas, ma dotati di impianti di stoccaggio sotterraneo del gas inclusi nell'ultimo elenco dei progetti di interesse comune di cui al regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio <sup>(1)</sup>, possono rispettare parzialmente l'obbligo di cui al paragrafo 1 conteggiando le scorte di GNL nelle unità galleggianti di stoccaggio esistenti, fino a quando gli impianti di stoccaggio sotterraneo del gas non siano in funzione.

4. Al fine di garantire il rispetto dell'obbligo di stoccaggio di gas in altri Stati membri a norma del paragrafo 1 o l'attuazione del meccanismo di ripartizione degli oneri, gli Stati membri che non dispongono di impianti di stoccaggio sotterraneo del gas possono fornire incentivi o compensazioni finanziarie ai partecipanti al mercato o ai gestori dei sistemi di trasporto, a seconda dei casi, per la perdita di ricavi o per i costi da essi sostenuti imputabili al rispetto degli obblighi di stoccaggio a norma del presente articolo qualora tale perdita o tali costi non possano essere coperti dai ricavi. Se l'incentivo o la compensazione finanziaria è finanziata mediante un prelievo, tale prelievo non è applicato ai punti di interconnessione transfrontalieri.

5. Fatto salvo il paragrafo 1, qualora uno Stato membro sia dotato di impianti di stoccaggio sotterraneo del gas situati nel proprio territorio e la capacità aggregata di tali impianti sia superiore al consumo annuo di gas di tale Stato membro, gli Stati membri privi di impianti di stoccaggio sotterraneo del gas che hanno accesso a tali impianti:

- a) provvedono affinché entro il 1 novembre i volumi di stoccaggio corrispondano almeno all'uso medio della capacità di stoccaggio dei cinque anni precedenti determinato tenendo conto, tra l'altro, dei flussi durante il periodo di prelievo nei cinque anni precedenti provenienti dagli Stati membri in cui sono situati gli impianti di stoccaggio; o
- b) dimostrano che è stata prenotata una capacità di stoccaggio equivalente al volume oggetto dell'obbligo di cui alla lettera a).

Se lo Stato membro privo di impianti di stoccaggio sotterraneo del gas può dimostrare che è stata prenotata una capacità di stoccaggio equivalente al volume oggetto dell'obbligo di cui alla lettera a), primo comma, si applica il paragrafo 1.

L'obbligo di cui al presente paragrafo è limitato al 15 % del consumo medio annuo di gas dei cinque anni precedenti nello Stato membro interessato.

---

<sup>(1)</sup> Regolamento(UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 maggio 2022 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee, che modifica i regolamenti (CE) n. 715/2009, (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 e le direttive 2009/73/CE e (UE) 2019/944, e che abroga il regolamento (UE) n. 347/2013 (GU L 152 del 3.6.2022, pag. 45).

**▼ M2**

6. Salvo diversamente specificato nell'allegato I *ter*, nel caso di impianti di stoccaggio sotterraneo del gas situati in uno Stato membro che non sono contemplati dal paragrafo 5, ma che sono direttamente collegati all'area di mercato di un altro Stato membro, quest'ultimo Stato membro garantisce che, entro il 1° novembre, i volumi di stoccaggio corrispondano almeno alla media della capacità di stoccaggio prenotata nel rispettivo punto transfrontaliero dei cinque anni precedenti.

*Articolo 6 quinquies***Monitoraggio e applicazione della normativa**

1. I gestori dei sistemi di stoccaggio comunicano il livello di riempimento all'autorità competente dello Stato membro in cui sono situati e, se del caso, a un'entità designata da tale Stato membro («entità designata»), come segue:

- a) per il 2022: per ciascuno degli obiettivi intermedi che figurano nell'allegato I *bis*; e
- b) a partire dal 2023: come disposto all'articolo 6 *bis*, paragrafo 4.

2. L'autorità competente e, se del caso, l'entità designata di ciascun Stato Membro monitorano i livelli di riempimento degli impianti di stoccaggio sotterraneo del gas nel loro territorio alla fine di ogni mese e comunicano i risultati alla Commissione senza indebito ritardo.

La Commissione può, ove opportuno, invitare l'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) a fornire assistenza a tale monitoraggio.

3. Sulla base delle informazioni fornite dall'autorità competente e, se del caso, dall'entità designata di ciascun Stato Membro, la Commissione riferisce periodicamente al GCG.

4. Il GCG assiste la Commissione nel monitoraggio traiettorie di riempimento e degli obiettivi di riempimento ed elabora orientamenti per la Commissione su misure adeguate per garantire la conformità nel caso in cui gli Stati membri si discostino dalle traiettorie di riempimento o non raggiungano gli obiettivi di riempimento.

5. Gli Stati membri adottano le misure necessarie per rispettare le traiettorie di riempimento e raggiungere gli obiettivi di riempimento e per far ottemperare ai partecipanti al mercato gli obblighi di stoccaggio necessari per rispettarli, anche comminando a tali partecipanti al mercato sanzioni e ammende sufficientemente dissuasive.

Gli Stati membri informano senza ritardo la Commissione delle misure di esecuzione adottate a norma del presente paragrafo.

6. Qualora sia necessario scambiare informazioni commercialmente sensibili, la Commissione può convocare riunioni del GCG riservate a se stessa e agli Stati membri.

**▼ M2**

7. Le eventuali informazioni scambiate sono limitate a quanto necessario per monitorare il rispetto del presente regolamento.

La Commissione, le autorità di regolamentazione nazionali e gli Stati membri garantiscono la riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili ricevute ai fini dell'adempimento dei loro obblighi.

**▼ B***Articolo 7***Valutazione del rischio****▼ M2**

1. Entro il 1° settembre 2022 il REGST per il gas procede a una simulazione a livello dell'Unione di scenari di interruzione dell'approvvigionamento e dell'infrastruttura del gas, compresi scenari di interruzione prolungata di un'unica fonte di approvvigionamento. La simulazione comprende l'individuazione e la valutazione di corridoi di approvvigionamento di gas di emergenza e individua inoltre gli Stati membri che possono contrastare i rischi individuati, anche in relazione al GNL. Gli scenari di interruzione dell'approvvigionamento di gas e dell'operatività dell'infrastruttura e la metodologia per la simulazione sono definiti dal REGST per il gas in cooperazione con il GCG. Il REGST per il gas assicura un livello di trasparenza adeguato e l'accesso alle ipotesi di modellizzazione utilizzate nei suoi scenari. La simulazione degli scenari di interruzione dell'approvvigionamento di gas e dell'operatività dell'infrastruttura a livello dell'Unione è ripetuta ogni quattro anni, a meno che le circostanze giustifichino aggiornamenti più frequenti

**▼ B**

2. Le autorità competenti all'interno di ciascun gruppo di rischio figurante nell'elenco di cui all'allegato I elaborano congiuntamente una valutazione a livello del gruppo di rischio («valutazione comune del rischio») di tutti i fattori di rischio pertinenti, come le catastrofi naturali e i rischi tecnologici, commerciali, finanziari, sociali, politici e di altro tipo, che potrebbero causare il verificarsi dei principali rischi transnazionali per la sicurezza dell'approvvigionamento di gas per cui è stato creato il gruppo di rischio. Le autorità competenti tengono conto dei risultati della simulazione di cui al paragrafo 1 del presente articolo nella preparazione delle valutazioni del rischio, dei piani d'azione preventivi e dei piani di emergenza.

Le autorità competenti di ciascun gruppo di rischio concordano un meccanismo di cooperazione per procedere alla valutazione comune del rischio e lo riferiscono al GCG undici mesi prima del termine per notificare la valutazione comune del rischio e i relativi aggiornamenti. Su richiesta di un'autorità competente la Commissione può svolgere un ruolo di facilitatore nella preparazione della valutazione comune del rischio, in particolare per quanto riguarda l'istituzione del meccanismo di cooperazione. Se in un gruppo di rischio le autorità competenti non raggiungono un accordo sul meccanismo di cooperazione, la Commissione propone un meccanismo di cooperazione per tale gruppo di rischio, previa consultazione delle autorità competenti interessate. Le autorità competenti concordano un meccanismo di cooperazione per tale gruppo di rischio tenendo nella massima considerazione la proposta della Commissione.

**▼B**

Dieci mesi prima del termine di notifica della valutazione comune del rischio o dei suoi aggiornamenti, ciascuna autorità competente, nell'ambito del meccanismo di cooperazione convenuto, condivide e aggiorna tutti i dati nazionali necessari per preparare la valutazione comune del rischio, in particolare per i diversi scenari di cui al paragrafo 4, lettera c).

3. L'autorità competente di ciascuno Stato membro effettua una valutazione nazionale del rischio («valutazione nazionale del rischio») di tutti i rischi pertinenti cui è soggetta la sicurezza dell'approvvigionamento di gas. Tale valutazione è del tutto coerente con le ipotesi e i risultati della valutazione o delle valutazioni comuni del rischio.

4. Le valutazioni del rischio di cui ai paragrafi 2 e 3 del presente articolo sono effettuate, a seconda dei casi:

a) con gli standard di cui agli articoli 5 e 6. La valutazione del rischio illustra il calcolo della formula  $N - 1$  a livello nazionale e, ove opportuno, contiene il calcolo della formula  $N - 1$  a livello regionale. La valutazione del rischio contiene inoltre le ipotesi utilizzate, se del caso, anche per il calcolo della formula  $N - 1$  a livello regionale, e i dati necessari per tale calcolo. Il calcolo della formula  $N - 1$  a livello nazionale è corredato di una simulazione dell'interruzione dell'operatività dell'infrastruttura principale di gas, ottenuta con la modellizzazione idraulica per il territorio nazionale, e calcolando la formula  $N - 1$  tenendo conto del livello di stoccaggio di gas al 30 % e al 100 % del volume massimo di lavoro;

b) tenendo conto di tutte le situazioni nazionali e transnazionali pertinenti, in particolare delle dimensioni del mercato, della configurazione della rete, dei flussi effettivi, compresi i flussi in uscita dagli Stati membri interessati, dell'eventualità di flussi fisici di gas in entrambe le direzioni, inclusa l'eventuale necessità di un conseguente rafforzamento del sistema di trasporto, della presenza di capacità di produzione e di stoccaggio e del ruolo del gas nel mix energetico, in particolare per quanto riguarda il teleriscaldamento, la produzione di energia elettrica e il funzionamento delle industrie, nonché di considerazioni sulla sicurezza e la qualità del gas;

c) prevedendo diversi scenari di domanda eccezionalmente elevata di gas e interruzione dell'approvvigionamento di gas, tenendo conto dei precedenti, della probabilità, della stagione, della frequenza e della durata di tali eventi, e valutandone le probabili conseguenze, ad esempio:

i) interruzione dell'operatività dell'infrastruttura pertinente alla sicurezza dell'approvvigionamento di gas, in particolare l'infrastruttura di trasporto, gli impianti di stoccaggio o i terminali di GNL, compresa l'infrastruttura principale di gas individuata per il calcolo della formula  $N - 1$ ; e

ii) interruzione degli approvvigionamenti dai paesi terzi e, ove opportuno, rischi geopolitici;

**▼ B**

- d) individuando l'interazione e la correlazione dei rischi tra gli Stati membri del gruppo di rischio e con altri Stati membri o altri gruppi di rischio, se opportuno, anche per quanto riguarda le interconnessioni, gli approvvigionamenti transfrontalieri, l'accesso transfrontaliero agli impianti di stoccaggio e la capacità bidirezionale;
- e) tenendo conto dei rischi correlati al controllo di infrastrutture importanti per la sicurezza dell'approvvigionamento di gas nella misura in cui possano comportare, tra l'altro, rischi di carenza di investimenti, un freno alla diversificazione, un cattivo uso delle infrastrutture esistenti o una violazione del diritto dell'Unione;
- f) tenendo conto della capacità massima di interconnessione di ciascun punto d'entrata e d'uscita frontaliere e dei diversi livelli di riempimento dello stoccaggio;

**▼ M2**

- g) tenendo conto di scenari di interruzione prolungata di un'unica fonte di approvvigionamento.

**▼ B**

5. Le valutazioni comuni e nazionali del rischio sono redatte secondo il modello pertinente di cui agli allegati IV o V. Se necessario, gli Stati membri possono includere informazioni supplementari. Alla Commissione è conferito il potere di adottare atti delegati a norma dell'articolo 19 al fine di modificare i modelli di cui agli allegati IV e V, previa consultazione del GCG, al fine di tenere conto dell'esperienza acquisita nell'applicazione del presente regolamento e di ridurre gli oneri amministrativi a carico degli Stati membri.

6. Le imprese di gas naturale, i clienti industriali del gas, le pertinenti organizzazioni che rappresentano gli interessi dei clienti civili e industriali, nonché gli Stati membri e, qualora queste non siano le autorità competenti, le autorità nazionali di regolamentazione, collaborano con le autorità competenti e forniscono loro, su richiesta, tutte le informazioni necessarie alle valutazioni comuni e nazionali del rischio.

7. Entro il 1° ottobre 2018 gli Stati membri notificano alla Commissione la prima valutazione comune del rischio, una volta approvata da tutti gli Stati membri del gruppo di rischio, e le valutazioni nazionali del rischio. Le valutazioni del rischio sono in seguito aggiornate ogni quattro anni, a meno che le circostanze giustifichino aggiornamenti più frequenti. Le valutazioni del rischio tengono conto dei progressi compiuti negli investimenti necessari per conformarsi allo standard infrastrutturale di cui all'articolo 5 e delle difficoltà specifiche di ciascun paese nell'attuazione di nuove soluzioni alternative. Tengono altresì conto dell'esperienza acquisita grazie alla simulazione dei piani di emergenza di cui all'articolo 10, paragrafo 3.

*Articolo 8***Definizione dei piani d'azione preventivi e dei piani di emergenza**

1. Le misure atte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas contenute in un piano d'azione preventivo e in un piano di emergenza sono chiaramente definite, trasparenti, proporzionate, non discriminatorie e verificabili, non distorcono indebitamente la concorrenza o il funzionamento efficiente del mercato interno del gas né compromettono la sicurezza dell'approvvigionamento di gas di altri Stati membri o dell'Unione nel suo insieme.

**▼B**

2. L'autorità competente di ciascuno Stato membro, previa consultazione delle imprese di gas naturale, delle pertinenti organizzazioni che rappresentano gli interessi dei clienti civili e industriali del gas, ivi compresi i produttori di energia elettrica, dei gestori di sistemi di trasporto dell'energia elettrica e, qualora questa non sia l'autorità competente, l'autorità nazionale di regolamentazione, definisce:

a) un piano d'azione preventivo contenente le misure necessarie per eliminare o mitigare i rischi individuati, compresi gli effetti delle misure di efficienza energetica e delle misure sul versante della domanda contenuti nelle valutazioni comuni e nazionali del rischio, e conformemente all'articolo 9;

b) un piano di emergenza contenente le misure da adottare per eliminare o mitigare l'impatto di un'interruzione dell'approvvigionamento di gas conformemente all'articolo 10.

3. Il piano di azione preventivo e il piano di emergenza contengono un capitolo regionale, o vari capitoli regionali, qualora uno Stato membro sia membro di diversi gruppi di rischio come definiti nell'allegato I.

Detti capitoli regionali sono elaborati congiuntamente da tutti gli Stati membri del gruppo di rischio prima di essere integrati nei rispettivi piani nazionali. La Commissione svolge un ruolo di facilitatore in modo da far sì che i capitoli regionali migliorino collettivamente la sicurezza dell'approvvigionamento di gas nell'Unione e non diano luogo a contraddizioni, e in modo da superare gli ostacoli alla cooperazione.

Il capitolo o i capitoli regionali contengono misure transfrontaliere adeguate ed efficaci, anche in relazione al GNL, soggette ad accordo tra gli Stati membri di uno stesso o di diversi gruppi di rischio che attuano le misure e che sono interessati dalla misura sulla base della simulazione di cui all'articolo 7, paragrafo 1, e della valutazione comune del rischio.

4. Le autorità competenti riferiscono periodicamente al GCG sui progressi compiuti nella preparazione e adozione dei piani d'azione preventivi e dei piani di emergenza, segnatamente dei capitoli regionali. In particolare, le autorità competenti concordano un meccanismo di cooperazione per la preparazione del piano d'azione preventivo e del piano di emergenza, compreso lo scambio di progetti di piani. Essi riferiscono al GCG in merito al convenuto meccanismo di cooperazione 16 mesi prima del termine per l'accordo su detti piani e sui relativi aggiornamenti.

La Commissione può svolgere un ruolo di facilitatore nella preparazione del piano d'azione preventivo e del piano di emergenza, in particolare per quanto riguarda l'istituzione del meccanismo di cooperazione. Se in un gruppo di rischio le autorità competenti non raggiungono un accordo sul meccanismo di cooperazione, la Commissione propone un meccanismo di cooperazione per tale gruppo di rischio. Le autorità competenti interessate concordano il meccanismo di cooperazione per quel gruppo di rischio tenendo in considerazione la proposta della Commissione. Le autorità competenti provvedono al regolare monitoraggio dell'attuazione del piano d'azione preventivo e del piano di emergenza.

**▼B**

5. Il piano d'azione preventivo e il piano di emergenza sono sviluppati secondo i modelli di cui agli allegati VI e VII. Alla Commissione è conferito il potere di adottare atti delegati a norma dell'articolo 19 al fine di modificare i modelli di cui agli allegati VI e VII, previa consultazione del GCG, al fine di tenere conto dell'esperienza acquisita nell'applicazione del presente regolamento e di ridurre gli oneri amministrativi a carico degli Stati membri.

6. Le autorità competenti di Stati membri confinanti si consultano in tempo utile al fine di garantire la coerenza tra i loro piani d'azione preventivi e i loro piani di emergenza.

Le autorità competenti, all'interno di ciascun gruppo di rischio, provvedono allo scambio dei progetti di piani d'azione preventivi e dei piani di emergenza con proposte di cooperazione, al più tardi cinque mesi prima del termine per la presentazione dei piani.

Le versioni finali dei capitoli regionali di cui al paragrafo 3 sono approvate da tutti gli Stati membri del gruppo di rischio. I piani d'azione preventivi e i piani di emergenza contengono anche le misure nazionali necessarie per attuare e far rispettare le misure transfrontaliere di cui ai capitoli regionali.

7. I piani d'azione preventivi e i piani di emergenza sono resi pubblici e notificati alla Commissione entro il 1° marzo 2019. La Commissione informa il GCG della notifica dei piani che pubblica sul proprio sito web.

Entro quattro mesi dalla notifica a cura delle autorità competenti, la Commissione esamina i piani tenendo conto dei pareri espressi in sede di GCG.

8. La Commissione trasmette un parere all'autorità competente raccomandando di riesaminare un piano d'azione preventivo o un piano di emergenza se si applica uno o più dei casi seguenti:

- a) esso non serve a mitigare i rischi individuati nella valutazione del rischio;
- b) esso non è compatibile con gli scenari di rischio o con i piani di un altro Stato membro o di un gruppo di rischio;
- c) esso non è conforme al requisito di cui al paragrafo 1 di non distorcere indebitamente la concorrenza o il funzionamento efficace del mercato interno;
- d) esso non è conforme alle disposizioni del presente regolamento o ad altre disposizioni del diritto dell'Unione.

9. Entro tre mesi dalla notifica del parere della Commissione di cui al paragrafo 8, l'autorità competente interessata notifica alla Commissione il piano d'azione preventivo o il piano di emergenza modificati o, se non concorda con le raccomandazioni, ne illustra i motivi alla Commissione.

In caso di disaccordo riguardo agli elementi di cui al paragrafo 8 la Commissione può, entro quattro mesi dalla risposta dell'autorità competente, ritirare la propria richiesta o convocare l'autorità competente e, se

**▼B**

lo ritiene necessario, il GCG, per esaminare la questione. La Commissione espone nei dettagli i motivi per la richiesta di eventuali modifiche del piano di azione preventivo o del piano di emergenza. L'autorità competente interessata tiene pienamente conto dei motivi dettagliati della Commissione.

Se del caso, l'autorità competente interessata modifica senza indugio e rende pubblici il piano d'azione preventivo o il piano di emergenza modificati.

Se la posizione finale dell'autorità competente interessata differisce dai motivi dettagliati della Commissione, l'autorità competente fornisce e rende pubblica, unitamente alla propria posizione e ai motivi dettagliati della Commissione, la giustificazione alla base della propria posizione entro due mesi dalla ricezione dei motivi dettagliati della Commissione.

10. Per le misure non di mercato adottate il 1° novembre 2017, o successivamente, si applica la procedura di cui all'articolo 9, paragrafi 4, 6, 8 e 9.

11. È mantenuta la riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili.

12. I piani d'azione preventivi e i piani di emergenza di cui al regolamento (UE) n. 994/2010, aggiornati in conformità di tale regolamento, restano in vigore fino alla prima adozione dei piani d'azione preventivi e dei piani di emergenza di cui al paragrafo 1 del presente articolo.

*Articolo 9***Contenuto dei piani d'azione preventivi**

1. Il piano d'azione preventivo contiene:
  - a) i risultati della valutazione del rischio e una sintesi degli scenari considerati di cui all'articolo 7, paragrafo 4, lettera c);
  - b) la definizione di clienti protetti e le informazioni di cui all'articolo 6, paragrafo 1, secondo comma;
  - c) misure, volumi e capacità necessarie per rispettare lo standard infrastrutturale e lo standard di approvvigionamento di gas di cui agli articoli 5 e 6, incluso, ove opportuno, il limite fino al quale le misure sul versante della domanda possono compensare adeguatamente e in maniera tempestiva l'interruzione dell'approvvigionamento di gas di cui all'articolo 5, paragrafo 2, l'individuazione dell'infrastruttura principale del gas d'interesse comune in caso di applicazione dell'articolo 5, paragrafo 3, i volumi di gas necessari per categoria di clienti protetti e per scenario, di cui all'articolo 6, paragrafo 1, eventuali aumenti dello standard di approvvigionamento di gas, compresa qualsiasi giustificazione che dimostri la conformità alle condizioni di cui all'articolo 6, paragrafo 2, e la descrizione di un meccanismo volto a ridurre temporaneamente eventuali aumenti dello standard di approvvigionamento di gas o altri obblighi conformemente all'articolo 11, paragrafo 3;

**▼B**

- d) gli obblighi delle imprese di gas naturale, delle imprese elettriche se del caso, e di altri organi pertinenti che possono ripercuotersi sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas, ad esempio gli obblighi relativi al funzionamento sicuro del sistema del gas;
- e) le altre misure di prevenzione destinate a far fronte ai rischi individuati nella valutazione del rischio, ad esempio quelle relative alla necessità di rafforzare le interconnessioni tra Stati membri confinanti, di migliorare ulteriormente l'efficienza energetica e di ridurre la domanda di gas, nonché alla possibilità, laddove opportuno, di diversificare le rotte del gas, le fonti di approvvigionamento di gas e l'utilizzo regionale delle capacità esistenti di stoccaggio e GNL, per preservare il più possibile l'approvvigionamento di gas a tutti i clienti;
- f) informazioni sull'impatto economico, l'efficienza e l'efficacia delle misure contenute nel piano, compresi gli obblighi di cui alla lettera k);
- g) una descrizione degli effetti delle misure contenute nel piano sul funzionamento del mercato interno dell'energia e sui mercati nazionali, compresi gli obblighi di cui alla lettera k);
- h) una descrizione dell'impatto delle misure sull'ambiente e i clienti;
- i) i meccanismi da usare nella cooperazione con altri Stati membri, compresi quelli volti a preparare e attuare i piani d'azione preventivi e i piani di emergenza;
- j) informazioni riguardanti le interconnessioni e infrastrutture esistenti e future, incluse quelle che forniscono accesso al mercato interno, i flussi transfrontalieri, l'accesso transfrontaliero agli impianti di stoccaggio e di GNL e la capacità bidirezionale, in particolare in caso di emergenza;
- k) informazioni riguardanti tutti gli obblighi di servizio pubblico che si riferiscono alla sicurezza dell'approvvigionamento di gas.

Possono essere escluse informazioni critiche in relazione al primo comma, lettere a), c) e d), se una volta rivelate, possono compromettere la sicurezza dell'approvvigionamento di gas.

2. Il piano d'azione preventivo, in particolare le azioni volte a rispettare lo standard infrastrutturale di cui all'articolo 5, tengono conto del piano decennale di sviluppo della rete a livello dell'Unione che l'ENTSOG elabora conformemente all'articolo 8, paragrafo 10, del regolamento (CE) n. 715/2009.

3. Il piano d'azione preventivo si basa soprattutto su misure di mercato senza imporre oneri eccessivi alle imprese di gas naturale o senza compromettere il funzionamento del mercato interno del gas.

**▼B**

4. Gli Stati membri, e in particolare le loro autorità competenti, garantiscono che tutte le misure preventive non di mercato come quelle di cui all'allegato VIII, adottate il 1° novembre 2017, o successivamente, a prescindere se fossero incluse nel piano d'azione preventivo o adottate successivamente, sono conformi ai criteri di cui all'articolo 6, paragrafo 2, primo comma.

5. L'autorità competente rende pubblica qualsiasi misura di cui al paragrafo 4, che non sia stata ancora inclusa nel piano d'azione preventivo, e notifica alla Commissione la descrizione di tale misura e del suo impatto sul mercato nazionale di gas e, nella misura del possibile, sui mercati di gas degli altri Stati membri.

6. Se la Commissione nutre dubbi circa la conformità di una misura di cui al paragrafo 4 del presente articolo ai criteri stabiliti all'articolo 6, paragrafo 2, primo comma, essa chiede allo Stato membro interessato la notifica di una valutazione d'impatto.

7. Una valutazione d'impatto ai sensi del paragrafo 6 comprende almeno:

- a) l'impatto potenziale sullo sviluppo del mercato nazionale del gas e sulla concorrenza a livello nazionale;
- b) l'impatto potenziale sul mercato interno del gas;
- c) l'impatto potenziale sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas degli Stati membri confinanti, in particolare per le misure che potrebbero ridurre la liquidità nei mercati regionali o limitare i flussi verso gli Stati membri confinanti;
- d) i costi e benefici, valutati a fronte di misure di mercato alternative;
- e) una valutazione della necessità e proporzionalità rispetto ad altre eventuali misure di mercato;
- f) una valutazione se la misura assicuri pari opportunità a tutti gli operatori del mercato;
- g) una strategia di eliminazione progressiva, la durata prevista della misura e un calendario appropriato per la revisione.

L'autorità nazionale di regolamentazione svolge l'analisi di cui alle lettere a) e b). La valutazione d'impatto è resa pubblica dall'autorità competente e notificata alla Commissione.

8. Se, sulla base della valutazione d'impatto, la Commissione ritiene che la misura rischi di compromettere la sicurezza dell'approvvigionamento di gas di altri Stati membri o dell'Unione, adotta una decisione entro quattro mesi dalla notifica della valutazione d'impatto con cui chiede, per quanto necessario, la modifica o la revoca della misura.

La misura adottata entra in vigore solo una volta approvata dalla Commissione o modificata in conformità della decisione della Commissione.

Il periodo di quattro mesi decorre dal giorno successivo a quello di ricezione di una notifica completa. Il termine di quattro mesi può essere prorogato previo consenso della Commissione e dell'autorità competente.

**▼B**

9. Se, sulla base della valutazione dell'impatto, la Commissione reputa che la misura non sia conforme ai criteri di cui all'articolo 6, paragrafo 2, primo comma, può formulare un parere entro quattro mesi dalla notifica della valutazione d'impatto. Si applica la procedura prevista all'articolo 8, paragrafi 8 e 9.

Il periodo di quattro mesi decorre dal giorno successivo a quello di ricezione di una notifica completa. Il termine di quattro mesi può essere prorogato previo consenso della Commissione e dell'autorità competente.

10. L'articolo 8, paragrafo 9, si applica alle misure soggette ai paragrafi da 6 a 9 del presente articolo.

11. Il piano d'azione preventivo è aggiornato ogni quattro anni a decorrere dal 1° marzo 2019 o più frequentemente se le circostanze lo giustificano o su richiesta della Commissione. Il piano aggiornato riprende la valutazione del rischio aggiornata e i risultati delle prove effettuate conformemente all'articolo 10, paragrafo 3. Al piano aggiornato si applica l'articolo 8.

*Articolo 10***Contenuto dei piani di emergenza**

1. Il piano di emergenza:
  - a) si fonda sui livelli di crisi di cui all'articolo 11, paragrafo 1;
  - b) definisce ruoli e responsabilità delle imprese di gas naturale, dei gestori di sistemi di trasporto dell'energia elettrica, se del caso, e dei clienti industriali del gas, compresi i pertinenti produttori di energia elettrica, secondo il loro diverso livello d'interesse in caso di un'interruzione dell'approvvigionamento di gas, nonché la loro interazione con le autorità competenti e, se del caso, con le autorità di regolamentazione nazionali a ciascuno dei livelli di crisi di cui all'articolo 11, paragrafo 1;
  - c) definisce ruoli e responsabilità delle autorità competenti e degli altri organi cui sono state delegate le competenze di cui all'articolo 3, paragrafo 2, a ciascuno dei livelli di crisi di cui all'articolo 11, paragrafo 1;
  - d) fa sì che le imprese di gas naturale e i clienti industriali del gas, compresi i pertinenti produttori di energia elettrica, abbiano sufficienti opportunità per reagire ai livelli di crisi di cui all'articolo 11, paragrafo 1;
  - e) definisce, se del caso, misure e azioni da intraprendere per mitigare il potenziale impatto di un'interruzione dell'approvvigionamento di gas sul teleriscaldamento e sull'approvvigionamento di energia elettrica prodotta dal gas, anche, se necessario, attraverso una visione integrata del funzionamento dei sistemi energetici nei settori dell'elettricità e del gas;

**▼B**

- f) istituisce procedure e misure dettagliate per i livelli di crisi di cui all'articolo 11, paragrafo 1, compresi i corrispondenti sistemi sui flussi d'informazione;
- g) designa un responsabile per la gestione della crisi e ne definisce il ruolo;
- h) individua il contributo delle misure di mercato nel far fronte alla situazione al livello di allarme e nel mitigare la situazione al livello di emergenza;
- i) individua il contributo delle misure non di mercato pianificate o da attuare per il livello di emergenza e ne valuta il grado di necessità per far fronte alla crisi. Sono esaminati gli effetti delle misure non di mercato e sono definite le relative procedure di attuazione. Si ricorre a misure non di mercato solo quando i meccanismi di mercato non riescono più, da soli, ad assicurare gli approvvigionamenti, in particolare ai clienti protetti, oppure ai fini dell'applicazione dell'articolo 13;
- j) descrive i meccanismi di cooperazione con altri Stati membri per i livelli di crisi di cui all'articolo 11, paragrafo 1, e le modalità per lo scambio di informazioni tra le autorità competenti;
- k) illustra nei particolari gli obblighi di comunicazione delle imprese di gas naturale e, se del caso, delle imprese elettriche ai livelli di allarme e di emergenza;
- l) descrive le modalità tecniche o giuridiche disposte per evitare l'indebito consumo di gas dei consumatori che sono connessi ad una rete di distribuzione o di trasporto del gas ma non sono consumatori protetti;
- m) descrive le modalità tecniche, giuridiche e finanziarie disposte per applicare gli obblighi di solidarietà di cui all'articolo 13;
- n) produce una stima dei volumi di gas che potrebbero essere consumati dai clienti protetti nel quadro della solidarietà, contemplando almeno i casi descritti all'articolo 6, paragrafo 1;
- o) dispone un elenco di azioni predefinite per rendere disponibile il gas in caso di emergenza, compresi accordi commerciali tra le parti coinvolte nelle azioni e meccanismi di compensazione per le imprese di gas naturale, se del caso, tenendo debitamente conto della riservatezza delle informazioni sensibili. Tali azioni possono comportare accordi transfrontalieri tra Stati membri e/o imprese di gas naturale.

Al fine di prevenire tale indebito consumo di gas nel corso di un'emergenza, di cui al primo comma, lettera l), o per applicare le disposizioni di cui all'articolo 11, paragrafo 3, e all'articolo 13, l'autorità competente dello Stato membro interessato informa i clienti che non sono clienti protetti che sono tenuti a sospendere o ridurre il loro consumo di gas senza creare situazioni pericolose dal punto di vista tecnico.

**▼B**

2. Il piano di emergenza è aggiornato ogni quattro anni a decorrere dal 1° marzo 2019 o più frequentemente se le circostanze lo giustificano o su richiesta della Commissione. Il piano aggiornato riprende la valutazione del rischio aggiornata e i risultati delle prove effettuate conformemente al paragrafo 3 del presente articolo. Al piano aggiornato si applica l'articolo 8, paragrafi da 4 a 11.

3. Le misure, azioni e procedure riportate nel piano di emergenza sono sottoposte a prova almeno una volta tra i suoi aggiornamenti quadriennali di cui al paragrafo 2. Ai fini di provare il piano di emergenza, l'autorità competente simula scenari di forte e medio impatto con risposte in tempo reale in conformità di tale piano di emergenza. L'autorità competente presenta i risultati delle prove al GCG.

4. Il piano di emergenza provvede a preservare l'accesso transfrontaliero alle infrastrutture in conformità del regolamento (CE) n. 715/2009 nella misura del possibile sotto il profilo tecnico e della sicurezza in caso di emergenza, senza introdurre misure che limitino indebitamente il flusso transfrontaliero di gas.

*Articolo 11***Dichiarazione di uno stato di crisi**

1. Si riconoscono i tre seguenti livelli di crisi:
  - a) livello di preallarme («preallarme»): qualora ci siano informazioni concrete, serie e affidabili che possa verificarsi un evento che rischi di deteriorare gravemente la situazione dell'approvvigionamento di gas innescando il livello di allarme o di emergenza; il livello di preallarme può essere attivato da un meccanismo di preallarme;
  - b) livello di allarme («allarme»): qualora un'interruzione dell'approvvigionamento di gas o una domanda di gas eccezionalmente elevata deteriori gravemente la situazione dell'approvvigionamento di gas, ma il mercato è ancora in grado di farvi fronte senza dover ricorrere a misure non di mercato;
  - c) livello di emergenza («emergenza»): qualora ci sia una domanda di gas eccezionalmente elevata, o grave interruzione o altro serio deterioramento dell'approvvigionamento di gas e tutte le misure di mercato sono state attuate ma l'approvvigionamento di gas è insufficiente a soddisfare la domanda rimanente; occorre quindi varare misure non di mercato, soprattutto per garantire gli approvvigionamenti di gas ai clienti protetti ai sensi dell'articolo 6.
2. Se l'autorità competente dichiara uno dei livelli di crisi di cui al paragrafo 1, 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 e trasmette loro tutte le informazioni necessarie, in particolare sulle azioni che intende intraprendere. Nell'eventualità di un'emergenza che possa comportare la richiesta

**▼B**

di assistenza dell'Unione e dei suoi Stati membri, l'autorità competente dello Stato membro interessato informa senza indugio il Centro di coordinamento della risposta alle emergenze (ERCC) della Commissione.

3. Se uno Stato membro ha dichiarato un'emergenza e ha indicato che un'azione transfrontaliera è necessaria, eventuali aumenti dello standard di approvvigionamento di gas o obblighi supplementari ai sensi dell'articolo 6, paragrafo 2, imposti alle imprese di gas naturale in altri Stati membri nello stesso gruppo di rischio sono temporaneamente ridotti al livello stabilito nell'articolo 6, paragrafo 1.

Gli obblighi di cui al primo comma del presente paragrafo cessano di applicarsi immediatamente dopo che l'autorità competente dichiara la fine dello stato di emergenza, o che la Commissione giunga alla conclusione, in conformità del paragrafo 8, primo comma, che la dichiarazione dello stato di emergenza non è o non è più giustificato.

4. Quando l'autorità competente dichiara lo stato di emergenza, segue le azioni predefinite indicate nel piano di emergenza e ne informa immediatamente la Commissione e le autorità competenti del gruppo di rischio nonché le autorità competenti degli Stati membri con i quali lo Stato membro di tale autorità competente è direttamente connesso, in particolare riguardo alle azioni che intende intraprendere. In casi eccezionali debitamente giustificati l'autorità competente può intraprendere azioni che si discostano dal piano di emergenza. L'autorità competente informa immediatamente la Commissione e le autorità competenti del gruppo di rischio di cui all'allegato I, nonché le autorità competenti degli Stati membri con i quali lo Stato membro di tale autorità competente è direttamente connessa, di tali azioni e motiva lo scostamento.

5. Qualora in uno Stato membro confinante sia dichiarato lo stato di emergenza, il gestore di sistemi di trasporto assicura che la capacità nei punti di interconnessione con tale Stato membro, indipendentemente dal fatto che sia continua o interrompibile e che sia stata prenotata in precedenza o durante l'emergenza, abbia priorità rispetto alla capacità concorrente nei punti di uscita per impianti di stoccaggio. L'utente del sistema che beneficia della capacità prioritaria versa tempestivamente un'equa compensazione all'utente del sistema con capacità continua per la perdita finanziaria subita in seguito all'attribuzione di priorità, compreso un rimborso proporzionato dei costi derivanti dall'interruzione della capacità continua. Il processo di determinazione e versamento della compensazione non pregiudica l'attuazione della regola di priorità.

6. Gli Stati membri e, in particolare, le autorità competenti provvedono affinché:

- a) non siano varate misure che limitino indebitamente il flusso di gas nel mercato interno in qualsiasi momento;
- b) non siano varate misure che potrebbero seriamente compromettere la situazione dell'approvvigionamento di gas in un altro Stato membro; e

**▼B**

c) sia preservato l'accesso transfrontaliero alle infrastrutture in conformità al regolamento (CE) n. 715/2009, nella misura del possibile sotto il profilo tecnico e della sicurezza, secondo il piano di emergenza.

7. Durante un'emergenza e sulla base di validi motivi uno Stato membro può decidere, su richiesta del gestore di sistemi di trasporto dell'energia elettrica o del gas interessato, di attribuire priorità all'approvvigionamento di gas a determinate centrali elettriche di importanza cruciale alimentate a gas, rispetto ad alcune categorie di clienti protetti, se il mancato approvvigionamento di gas alle centrali elettriche di importanza cruciale alimentate a gas:

a) potrebbe causare gravi danni al funzionamento del sistema elettrico; o

b) ostacolerebbe la produzione e/o il trasporto di gas.

Gli Stati membri basano ciascuna di tali misure sulla valutazione del rischio.

Le centrali elettriche di importanza cruciale alimentate a gas di cui al primo comma sono definite con chiarezza, unitamente agli eventuali volumi di gas a cui si applicherebbe tale misura, e incluse nei capitoli regionali dei piani d'azione preventivi e dei piani di emergenza. La loro identificazione è effettuata in stretta collaborazione con i gestori di sistemi di trasporto dell'energia elettrica e del gas dello Stato membro interessato.

8. La Commissione verifica quanto prima, e comunque entro cinque giorni dalla ricezione dell'informazione di cui al paragrafo 2 dall'autorità competente, se la dichiarazione dello stato di emergenza è giustificata in virtù del paragrafo 1, lettera c), se le misure adottate si attengono il più possibile alle azioni elencate nel piano di emergenza senza imporre oneri eccessivi alle imprese di gas naturale e se sono conformi al paragrafo 6. La Commissione può, su richiesta di un'altra autorità competente, di imprese di gas naturale o di propria iniziativa, chiedere all'autorità competente di modificare le misure che contravvengono alle condizioni indicate nella prima frase del presente paragrafo. La Commissione può anche chiedere all'autorità competente di dichiarare la fine dello stato di emergenza se conclude che la dichiarazione di uno stato di emergenza non sia giustificata o non lo sia più in conformità del paragrafo 1, lettera c).

Entro tre giorni dalla notifica della richiesta della Commissione l'autorità competente modifica le misure e le notifica alla Commissione oppure, se non concorda con la richiesta, ne illustra i motivi alla Commissione. Nell'ultimo caso, la Commissione può, entro tre giorni da quando è stata informata, modificare o ritirare la richiesta oppure convocare l'autorità competente o, se opportuno, le autorità competenti interessate e, se lo ritiene necessario, il GCG, per esaminare la questione. La Commissione espone nei particolari le ragioni della richiesta di modificare l'azione. L'autorità competente tiene pienamente conto della posizione della Commissione. Se la decisione finale dell'autorità competente differisce dalla posizione della Commissione, l'autorità competente ne illustra i motivi.

**▼B**

9. Se l'autorità competente dichiara la fine di uno dei livelli di crisi di cui al paragrafo 1, ne informa la Commissione e le autorità competenti degli Stati membri con i quali lo Stato membro di tale autorità competente è direttamente connesso.

*Articolo 12***Risposte all'emergenza a livello regionale e dell'Unione**

1. La Commissione può dichiarare uno stato di emergenza a livello regionale o dell'Unione su richiesta dell'autorità competente che ha dichiarato lo stato di emergenza e in seguito a verifica ai sensi dell'articolo 11, paragrafo 8.

La Commissione dichiara, se del caso, uno stato di emergenza a livello regionale o dell'Unione su richiesta di almeno due autorità competenti che hanno dichiarato lo stato di emergenza e in seguito a verifica ai sensi dell'articolo 11, paragrafo 8, e se i motivi di tali stati di emergenze sono collegati.

In ogni caso, quando dichiara uno stato di emergenza a livello regionale o dell'Unione, la Commissione, avvalendosi dei mezzi di comunicazione più adatti alla situazione, raccoglie i pareri e tiene in debito conto tutte le informazioni pertinenti fornite dalle altre autorità competenti. La Commissione, se decide, a seguito di una valutazione, che il motivo di fondo dell'emergenza a livello regionale o dell'Unione non giustifichi più la dichiarazione dello stato di emergenza, ne dichiara la fine e informa il Consiglio della propria decisione illustrandone i motivi.

2. La Commissione, non appena dichiara lo stato di emergenza a livello regionale o dell'Unione, convoca il GCG.

3. Durante un'emergenza a livello regionale o dell'Unione, la Commissione coordina l'azione delle autorità competenti, tenendo pienamente conto delle informazioni e dei risultati della consultazione del GCG. In particolare, la Commissione:

- a) assicura lo scambio di informazioni;
- b) assicura la coerenza e l'efficacia dell'azione a livello dello Stato membro e a livello regionale in relazione al livello dell'Unione;
- c) coordina le azioni concernenti i paesi terzi.

4. La Commissione può convocare un gruppo di gestione della crisi composto dai responsabili di gestione della crisi, di cui all'articolo 10, paragrafo 1, lettera g), degli Stati membri colpiti dall'emergenza. La Commissione, d'accordo con i responsabili di gestione della crisi, può invitare altre parti interessate a partecipare. La Commissione assicura che il GCG sia regolarmente informato in merito all'operato del gruppo di gestione della crisi.

5. Gli Stati membri e, in particolare, le autorità competenti assicurano che:

- a) non siano varate misure che limitino indebitamente il flusso di gas nel mercato interno, in qualsiasi momento, in particolare il flusso di gas verso i mercati interessati;

**▼B**

- b) non siano varate misure che potrebbero seriamente compromettere la situazione dell'approvvigionamento di gas in un altro Stato membro;  
e
- c) sia preservato l'accesso transfrontaliero alle infrastrutture in conformità al regolamento (CE) n. 715/2009, nella misura del possibile sotto il profilo tecnico e della sicurezza, secondo il piano di emergenza.

6. La Commissione, se su richiesta di un'autorità competente o di un'impresa di gas naturale o di propria iniziativa ritiene che durante un'emergenza a livello regionale o dell'Unione, un'azione adottata da uno Stato membro o da un'autorità competente o il comportamento di un'impresa di gas naturale contravvenga al paragrafo 5, invita lo Stato membro o l'autorità competente a modificare l'azione o ad intervenire per assicurare il rispetto del paragrafo 5, illustrandone i motivi. Si tiene debito conto della necessità di far funzionare il sistema del gas in modo sicuro in qualsiasi momento.

Entro tre giorni dalla notifica della richiesta della Commissione, lo Stato membro o l'autorità competente modifica l'azione e la notifica alla Commissione oppure, se non concorda con la richiesta, ne illustra i motivi. In quest'ultimo caso la Commissione può, entro tre giorni da quando è stata informata, modificare o ritirare la richiesta o convocare lo Stato membro o l'autorità competente e, se la Commissione lo ritiene necessario, il GCG, per esaminare la questione. La Commissione espone nei particolari le ragioni della richiesta di modificare l'azione. Lo Stato membro o l'autorità competente tiene pienamente conto del parere della Commissione. Se la decisione finale dell'autorità competente o dello Stato membro differisce dal parere della Commissione, l'autorità competente o lo Stato membro ne illustra i motivi.

7. La Commissione, previa consultazione del GCG, dispone un elenco di riserva permanente per la costituzione di un gruppo di monitoraggio composto da esperti del settore e rappresentanti della Commissione. Il gruppo di monitoraggio può essere inviato in missione, se necessario, fuori dall'Unione, e provvede a monitorare i flussi di gas verso l'Unione e a riferire in merito, in collaborazione con i paesi terzi fornitori e di transito.

8. L'autorità competente fornisce all'ERCC della Commissione informazioni su eventuali necessità di assistenza. L'ERCC valuta complessivamente la situazione e fornisce consulenza sull'assistenza che dovrebbe essere prestata agli Stati membri più colpiti ed eventualmente ai paesi terzi.

*Articolo 13***Solidarietà**

1. Se uno Stato membro ha chiesto l'applicazione della misura di solidarietà a norma del presente articolo, uno Stato membro che è direttamente connesso allo Stato membro richiedente o, se questo lo prevede, la sua autorità competente oppure il gestore di sistemi di trasporto o di distribuzione adotta, per quanto possibile senza creare situazioni pericolose, le misure necessarie per garantire che l'approvvigionamento di gas ai clienti diversi dai clienti protetti nel quadro della solidarietà nel suo territorio sia ridotta o interrotta nella misura necessaria e fintantoché non

**▼B**

sia assicurato l'approvvigionamento di gas ai clienti protetti nel quadro della solidarietà nello Stato membro richiedente. Lo Stato membro richiedente assicura che il volume di gas in questione sia effettivamente fornito ai clienti protetti nel quadro della solidarietà nel proprio territorio.

In casi eccezionali e su richiesta debitamente motivata del gestore di sistemi di trasporto dell'energia elettrica o del gas alla sua autorità competente, può inoltre proseguire l'approvvigionamento di gas a determinate centrali elettriche di importanza cruciale alimentate a gas, di cui all'articolo 11, paragrafo 7, nello Stato membro che presta solidarietà qualora il mancato approvvigionamento di gas a dette centrali causi gravi danni al funzionamento del sistema elettrico od ostacoli la produzione e/o il trasporto di gas.

2. Uno Stato membro assicura anche la misura di solidarietà a un altro Stato membro a cui è connesso tramite un paese terzo, a meno che non siano limitati i flussi che attraversano il paese terzo. Tale estensione della misura è subordinata all'accordo degli Stati membri interessati che coinvolgono, se opportuno, il paese terzo tramite il quale sono connessi.

3. Una misura di solidarietà è presa in considerazione come ultima istanza e si applica solo qualora lo Stato membro richiedente:

- a) non sia stato in grado di coprire la carenza nell'approvvigionamento di gas ai suoi clienti protetti nel quadro della solidarietà nonostante l'applicazione della misura di cui all'articolo 11, paragrafo 3;
- b) abbia esaurito tutte le misure di mercato e tutte le misure previste dal suo piano di emergenza;
- c) abbia notificato alla Commissione e alle autorità competenti di tutti gli Stati membri con i quali è connesso direttamente o, a norma del paragrafo 2, tramite un paese terzo, una richiesta esplicita corredata di una descrizione delle misure attuate di cui alla lettera b) del presente paragrafo;
- d) si impegna a versare l'equa e tempestiva compensazione nei confronti dello Stato membro interessato che presta solidarietà, in conformità del paragrafo 8.

4. Se più di uno Stato membro può prestare solidarietà a uno Stato membro richiedente, quest'ultimo, previa consultazione di tutti gli Stati membri a cui è stato richiesto di prestare solidarietà, cerca l'offerta più vantaggiosa sulla base del costo, della velocità di distribuzione, dell'affidabilità e della diversificazione degli approvvigionamenti di gas. Gli Stati membri interessati presentano tali offerte sulla base di misure volontarie sul fronte della domanda per quanto e il più a lungo possibile prima di ricorrere a misure non di mercato.

5. Qualora le misure di mercato si rivelino insufficienti per lo Stato membro che presta solidarietà per far fronte alla carenza di approvvigionamento di gas ai clienti protetti nel quadro della solidarietà nello Stato membro richiedente, lo Stato membro che presta solidarietà può introdurre misure non di mercato al fine di adempiere agli obblighi di cui ai paragrafi 1 e 2.

**▼B**

6. L'autorità competente dello Stato membro richiedente informa immediatamente la Commissione e le autorità competenti degli Stati membri che prestano solidarietà quando è assicurato l'approvvigionamento di gas ai clienti protetti nel quadro della solidarietà nel suo territorio o qualora gli obblighi di cui ai paragrafi 1 e 2 siano, in base alle sue esigenze, ridotti, o qualora siano sospesi su richiesta dello Stato membro che riceve solidarietà.

7. Gli obblighi stabiliti dai paragrafi 1 e 2 si applicano fatti salvi il funzionamento sicuro e affidabile a livello tecnico del sistema del gas di uno Stato membro che presta solidarietà e la capacità massima di esportazione dell'interconnessione delle infrastrutture dello Stato membro interessato verso lo Stato membro richiedente. Le modalità tecniche, giuridiche e finanziarie possono rispecchiare tali circostanze, in particolare quelle in cui il mercato raggiungerà la capacità massima di interconnessione.

8. La solidarietà a norma del presente regolamento è prestata sulla base della compensazione. Lo Stato membro richiedente solidarietà versa tempestivamente o assicura il tempestivo versamento di un'equa compensazione allo Stato membro che presta solidarietà. Tale equa compensazione copre almeno:

- a) il gas distribuito nel territorio dello Stato membro richiedente;
- b) tutti gli altri costi pertinenti e ragionevoli sostenuti nel prestare solidarietà, compresi, se del caso, i costi di tali misure eventualmente stabiliti in precedenza;
- c) il versamento di eventuali compensazioni derivanti da procedimenti giudiziari, procedimenti arbitrari o analoghi e conciliazioni, nonché delle relative spese giudiziali che interessano lo Stato membro che presta solidarietà nei confronti dei soggetti coinvolti in tale prestazione di solidarietà.

L'equa compensazione ai sensi del primo comma comprende, tra l'altro, tutti i costi ragionevoli che lo Stato membro che presta solidarietà sostiene sulla base dell'obbligo di versare una compensazione in virtù dei diritti fondamentali garantiti dal diritto dell'Unione e degli obblighi internazionali applicabili nell'attuazione del presente articolo, come pure gli altri costi ragionevoli legati al pagamento della compensazione conformemente alle norme nazionali in materia di compensazione.

Entro il 1° dicembre 2018 gli Stati membri adottano le misure necessarie, in particolare le modalità tecniche, giuridiche e finanziarie a norma del paragrafo 10, per l'applicazione del primo e del secondo comma del presente paragrafo. Tali misure possono prevedere le modalità pratiche del versamento tempestivo.

9. Gli Stati membri provvedono affinché le disposizioni del presente articolo siano attuate in conformità dei trattati, della Carta dei diritti fondamentali dell'Unione europea nonché degli obblighi internazionali applicabili. Essi adottano le misure necessarie a tal fine.

10. Entro il 1° dicembre 2018 gli Stati membri adottano le misure necessarie, comprese le modalità tecniche, giuridiche e finanziarie concordate, per garantire che il gas sia fornito ai clienti protetti nel quadro della solidarietà dello Stato membro richiedente a norma dei paragrafi 1 e 2. Le modalità tecniche, giuridiche e finanziarie sono concordate tra

**▼B**

gli Stati membri direttamente connessi o, in conformità del paragrafo 2, tramite un paese terzo e sono descritte nei rispettivi piani di emergenza. Tali modalità possono contemplare, tra l'altro, i seguenti elementi:

- a) la sicurezza operativa delle reti;
- b) i prezzi del gas da applicare e/o la metodologia per la loro fissazione, tenendo conto dell'impatto sul funzionamento del mercato;
- c) l'uso delle interconnessioni, compresa la capacità bidirezionale e lo stoccaggio sotterraneo del gas;
- d) i volumi di gas o la metodologia per la loro fissazione;
- e) le categorie di costi che dovranno essere oggetto di un'equa e tempestiva compensazione, ciò può includere i danni dovuti a una riduzione dell'attività industriale;
- f) un'indicazione del metodo con cui si potrebbe calcolare l'equa compensazione.

Le modalità finanziarie concordate tra gli Stati membri prima della richiesta di solidarietà contengono disposizioni che consentono il calcolo dell'equa compensazione di almeno tutti i costi pertinenti e ragionevoli sostenuti nel prestare solidarietà come pure un impegno a versare tale compensazione.

I meccanismi di compensazione forniscono incentivi a partecipare a soluzioni di mercato, come le aste e i meccanismi di risposta alla domanda. Essi non creano incentivi perversi, ad esempio nella forma di condizioni finanziarie, affinché gli operatori del mercato posticipino la loro azione fino a quando non vengono applicate misure non di mercato. Tutti i meccanismi di compensazione, o almeno una loro sintesi, sono inclusi nei piani di emergenza.

11. Fintantoché uno Stato membro è in grado di soddisfare con la propria produzione il consumo di gas dei suoi clienti protetti nel quadro della solidarietà, esso è esonerato dall'obbligo di definire modalità tecniche, giuridiche e finanziarie con gli Stati membri con cui è direttamente connesso o, in conformità del paragrafo 2, tramite un paese terzo ai fini della ricezione di solidarietà. Tale esenzione non pregiudica l'obbligo per lo Stato membro interessato di prestare solidarietà ad altri Stati membri conformemente al presente articolo.

12. Entro il 1° dicembre 2017 e previa consultazione del GCG, la Commissione fornisce orientamenti giuridicamente non vincolanti sugli elementi essenziali delle modalità tecniche, giuridiche e finanziarie, in particolare sulle modalità di applicazione pratica degli elementi di cui ai paragrafi 8 e 10.

13. Se gli Stati membri non concordano le modalità tecniche, giuridiche e finanziarie necessarie entro il 1° ottobre 2018, la Commissione, previa consultazione delle autorità competenti interessate, può proporre un quadro di riferimento per tali misure che definisca i principi necessari a renderle operative e si fonda sugli orientamenti della Commissione di cui al paragrafo 12. Gli Stati membri mettono a punto le rispettive modalità entro il 1° dicembre 2018, tenendo nella massima considerazione la proposta della Commissione.

**▼B**

14. L'applicabilità del presente articolo resta impregiudicata qualora gli Stati membri non siano in grado di concordare o mettere a punto le modalità tecniche, giuridiche e finanziarie. In tal caso, gli Stati membri interessati concordano le misure ad hoc necessarie e lo Stato membro richiedente solidarietà assume un impegno a norma del paragrafo 3, lettera d).

15. Gli obblighi di cui ai paragrafi 1 e 2 del presente articolo cessano di applicarsi immediatamente dopo la dichiarazione della fine dello stato di emergenza o che la Commissione, conformemente all'articolo 11, paragrafo 8, primo comma, giunga alla conclusione che la dichiarazione dello stato di emergenza non è o non è più giustificata.

16. Se l'Unione sostiene costi in virtù di qualsiasi responsabilità, diversa dalla responsabilità per atti illeciti o per comportamento illecito a norma dell'articolo 340, secondo comma, TFUE in relazione a misure che gli Stati membri sono tenuti ad adottare in conformità del presente articolo, detti costi le sono rimborsati dallo Stato membro che riceve solidarietà.

*Articolo 14***Scambio di informazioni**

1. Qualora uno Stato membro abbia dichiarato uno dei livelli di crisi di cui all'articolo 11, paragrafo 1, le imprese di gas naturale interessate mettono giornalmente a disposizione dell'autorità competente dello Stato membro interessato, in particolare, le seguenti informazioni:

- a) le previsioni sull'approvvigionamento di gas e sulla domanda giornaliera di gas per i tre giorni successivi, espresse in milioni di metri cubi al giorno;
- b) il flusso di gas giornaliero presso tutti i punti d'entrata e d'uscita transfrontalieri e presso tutti i punti che collegano la rete a un impianto di produzione, a un impianto di stoccaggio o a un terminale di GNL, espresso in milioni di metri cubi al giorno;
- c) il periodo, espresso in giorni, durante il quale si prevede che possa essere garantito l'approvvigionamento di gas ai clienti protetti.

2. In caso di emergenza a livello regionale o dell'Unione, la Commissione può chiedere all'autorità competente di cui al paragrafo 1 di fornirle senza indugio almeno quanto segue:

- a) le informazioni di cui al paragrafo 1;
- b) le informazioni sulle misure che l'autorità competente prevede di adottare e su quelle che ha già messo in atto per mitigare l'emergenza e le informazioni sulla relativa efficacia;
- c) le richieste di adottare misure supplementari presentate da altre autorità competenti;
- d) le misure messe in atto su richiesta di altre autorità competenti.

**▼B**

3. Dopo un'emergenza l'autorità competente di cui al paragrafo 1 fornisce alla Commissione quanto prima, e almeno entro sei settimane dalla revoca dell'emergenza, una valutazione dettagliata dell'emergenza e dell'efficacia delle misure messe in atto, anche con la valutazione dell'impatto economico dell'emergenza, dell'impatto sul comparto dell'energia elettrica e dell'assistenza prestata o ricevuta dall'Unione e dagli Stati membri. La suddetta valutazione è messa a disposizione del GCG e si riflette negli aggiornamenti dei piani d'azione preventivi e dei piani di emergenza.

La Commissione esamina le valutazioni delle autorità competenti e ne comunica i risultati in forma aggregata agli Stati membri, al Parlamento europeo e al GCG.

4. In circostanze debitamente giustificate a prescindere dalla dichiarazione dello stato di emergenza, l'autorità competente dello Stato membro più colpito può chiedere alle imprese di gas naturale di fornire le informazioni di cui al paragrafo 1 o ulteriori informazioni necessarie a valutare globalmente la situazione dell'approvvigionamento di gas nello Stato membro o in altri Stati membri, comprese le informazioni contrattuali, diverse da quelle relative ai prezzi. La Commissione può chiedere alle autorità competenti le informazioni fornite dalle imprese di gas naturale nel quadro del presente paragrafo, purché le stesse informazioni non le siano già state trasmesse.

5. La Commissione, se ritiene che l'approvvigionamento di gas nell'Unione o in una parte dell'Unione sia a rischio o potrebbe essere a rischio al punto da portare alla dichiarazione di uno dei livelli di crisi di cui all'articolo 11, paragrafo 1, può chiedere alle autorità competenti interessate di raccogliere e trasmetterle le informazioni necessarie a valutare la situazione dell'approvvigionamento di gas. La Commissione condivide la valutazione con il GCG.

6. Affinché le autorità competenti e la Commissione valutino la situazione della sicurezza dell'approvvigionamento di gas a livello nazionale, regionale e dell'Unione, ciascuna impresa di gas naturale notifica:

- a) all'autorità competente interessata i seguenti elementi dei contratti di fornitura di gas aventi una dimensione transfrontaliera e di durata superiore a un anno che ha concluso per il reperimento del gas:
  - i) la durata;
  - ii) i volumi annuali;
  - iii) in caso di allarme o di emergenza, i volumi massimi giornalieri;
  - iv) i punti di consegna;
  - v) i volumi di gas minimi giornalieri e mensili;
  - vi) le condizioni di sospensione delle forniture di gas;

**▼B**

- vii) un'indicazione se il contratto, individualmente o cumulativamente con i contratti con lo stesso fornitore o suoi collegati, equivale o è superiore alla soglia del 28 % di cui al paragrafo 6, lettera b), nello Stato membro più colpito;
- b) all'autorità competente dello Stato membro più colpito, non appena conclusi o modificati, i suoi contratti di fornitura di gas di durata superiore a un anno conclusi o modificati il 1° novembre 2017, o successivamente, che, individualmente o cumulativamente con i contratti con lo stesso fornitore o suoi collegati, equivalgono al 28 % o più del consumo annuo di gas in tale Stato membro, da calcolare sulla base dei dati disponibili più recenti. Inoltre, entro il 2 novembre 2018, le imprese di gas naturale comunicano all'autorità competente tutti i contratti esistenti che soddisfano le medesime condizioni. L'obbligo di comunicazione non riguarda le informazioni relative ai prezzi e non si applica alle modifiche relative solo al prezzo del gas. L'obbligo di comunicazione si applica anche a tutti gli accordi commerciali che sono pertinenti per l'esecuzione del contratto di fornitura di gas, a esclusione delle informazioni relative ai prezzi.

L'autorità competente notifica alla Commissione, in forma anonima, le informazioni di cui alla lettera a) del primo comma. In caso di conclusione di nuovi contratti o modifiche ai contratti esistenti, l'intero insieme di informazioni è notificato entro la fine di settembre dell'anno in questione. Qualora nutra il dubbio che un determinato contratto ottenuto ai sensi della lettera b) del primo comma metta a rischio la sicurezza dell'approvvigionamento di gas di uno Stato membro o di una regione, l'autorità competente notifica il contratto alla Commissione.

7. In circostanze debitamente giustificate dalla necessità di garantire la trasparenza dei contratti essenziali di fornitura di gas importanti per la sicurezza dell'approvvigionamento di gas, e se l'autorità competente dello Stato membro più colpito o la Commissione ritiene che un contratto di fornitura di gas possa mettere a repentaglio la sicurezza dell'approvvigionamento di gas di uno Stato membro, di una regione o dell'Unione, l'autorità competente dello Stato membro o la Commissione può chiedere all'impresa di gas naturale di trasmettere il contratto, a esclusione delle informazioni relative ai prezzi, ai fini della valutazione dell'impatto sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas. La richiesta è motivata e può includere anche dettagli di altri accordi commerciali che sono pertinenti per l'esecuzione del contratto di fornitura di gas, a esclusione delle informazioni relative ai prezzi. La motivazione include la proporzionalità dell'onere amministrativo connesso.

8. Le autorità competenti che ricevono informazioni sulla base del paragrafo 6, lettera b), o del paragrafo 7 del presente articolo valutano entro tre mesi le informazioni ricevute ai fini della sicurezza dell'approvvigionamento di gas e trasmettono i risultati della loro valutazione alla Commissione.

9. L'autorità competente tiene conto delle informazioni ottenute a norma del presente articolo nella preparazione della valutazione del rischio, del piano d'azione preventivo e del piano di emergenza e dei rispettivi aggiornamenti. La Commissione può adottare un parere che proponga all'autorità competente di modificare le valutazioni del rischio

**▼B**

o i piani secondo le informazioni ottenute in base al presente articolo. L'autorità competente interessata riesamina la valutazione del rischio e i piani oggetto della richiesta in conformità della procedura di cui all'articolo 8, paragrafo 9.

10. Entro il 2 maggio 2019, gli Stati membri stabiliscono le norme sulle sanzioni applicabili in caso di violazione, da parte delle imprese di gas naturale, dei paragrafi 6 e 7 del presente articolo e adottano tutte le misure necessarie per garantirne l'attuazione. Le sanzioni previste sono effettive, proporzionate e dissuasive.

11. Ai fini del presente articolo, per «Stato membro più colpito» si intende lo Stato membro in cui si registra la maggior parte delle vendite di gas o dei clienti di una parte di un determinato contratto.

12. Tutte le informazioni contrattuali o i contratti ricevuti sulla base dei paragrafi 6 e 7, come pure le relative valutazioni da parte delle autorità competenti o della Commissione, restano riservati. Le autorità competenti e la Commissione garantiscono la piena riservatezza.

*Articolo 15***Segreto professionale**

1. Le informazioni commercialmente sensibili ricevute, scambiate o trasmesse ai sensi dell'articolo 14, paragrafi da 4 a 8, e dell'articolo 18, esclusi i risultati delle valutazioni di cui all'articolo 14, paragrafi 3 e 5, sono riservate e soggette alle condizioni in materia di segreto professionale stabilite nel presente articolo.

2. L'obbligo di segreto professionale si applica alle persone seguenti, che ricevono informazioni riservate conformemente al presente regolamento:

- a) alle persone che lavorano o hanno lavorato per la Commissione;
- b) ai revisori dei conti e agli esperti che agiscono per conto della Commissione;
- c) alle persone che lavorano o hanno lavorato per le autorità competenti e le autorità nazionali di regolamentazione o per altre autorità pertinenti;
- d) ai revisori dei conti e agli esperti incaricati dalle autorità competenti e dalle autorità nazionali di regolamentazione o da altre autorità pertinenti.

3. Fatti salvi i casi contemplati dal diritto penale, dalle altre disposizioni del presente regolamento o da altro pertinente diritto dell'Unione, le informazioni riservate ricevute dalle persone di cui al paragrafo 2 nell'esercizio delle loro funzioni non possono essere divulgate ad altre persone o autorità, se non in una forma sommaria o aggregata tale da non consentire l'identificazione dei singoli operatori di mercato o mercati.

**▼ B**

4. Fatti salvi i casi contemplati dal diritto penale, la Commissione, le autorità competenti e le autorità nazionali di regolamentazione, gli organismi o le persone che ricevono informazioni riservate a norma del presente regolamento possono servirsene soltanto nell'espletamento dei loro compiti e per l'esercizio delle loro funzioni. Le altre autorità, organismi o persone possono servirsi di tali informazioni per le finalità per cui sono state loro trasmesse o nel contesto dei procedimenti amministrativi o giudiziari specificamente connessi con l'esercizio delle proprie funzioni.

*Articolo 16***Collaborazione con le parti contraenti della Comunità dell'energia**

1. Quando gli Stati membri e le parti contraenti della Comunità dell'energia cooperano nel processo di elaborazione delle valutazioni del rischio e dei piani d'azione preventivi e dei piani di emergenza, tale cooperazione può comprendere, in particolare, l'individuazione dell'interazione e della correlazione dei rischi e delle consultazioni al fine di garantire la coerenza transfrontaliera dei piani d'azione preventivi e dei piani di emergenza.

2. Con riferimento al paragrafo 1, le parti contraenti della Comunità dell'energia possono partecipare, su invito della Commissione, al GCG per tutte le questioni di interesse reciproco.

**▼ M2**

3. Gli Stati membri garantiscono il rispetto degli obblighi di stoccaggio a norma del presente regolamento utilizzando impianti di stoccaggio situati nell'Unione. Tuttavia, la cooperazione degli Stati membri e delle parti contraenti della Comunità dell'energia può prevedere accordi volentieri per utilizzare la capacità di stoccaggio fornita dalle parti contraenti della Comunità dell'energia per lo stoccaggio di volumi aggiuntivi di gas per gli Stati membri.

**▼ B***Articolo 17***Monitoraggio della Commissione**

La Commissione provvede continuamente al monitoraggio delle misure di sicurezza dell'approvvigionamento di gas e ne riferisce regolarmente al GCG.

In base alle valutazioni di cui all'articolo 8, paragrafo 7, entro il 1° settembre 2023 la Commissione redige conclusioni su eventuali mezzi intesi a rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento di gas a livello dell'Unione e presenta una relazione al Parlamento europeo e al Consiglio in merito all'applicazione del presente regolamento, includendo, se necessario, una proposta legislativa volta a modificarlo.

**▼ M2***Articolo 17 bis***Relazioni della Commissione**

1. Entro il 28 febbraio 2023, e successivamente su base annua, la Commissione presenta al Parlamento europeo e al Consiglio relazioni contenenti:

**▼ M2**

- a) una panoramica delle misure adottate dagli Stati membri per adempiere agli obblighi di stoccaggio;
- b) una panoramica del tempo necessario per la procedura di certificazione di cui all'articolo 3 *bis* del regolamento (CE) n. 715/2009;
- c) una panoramica delle misure richieste dalla Commissione per garantire il rispetto delle traiettorie di riempimento e il raggiungimento degli obiettivi di riempimento;
- d) un'analisi dei potenziali effetti del presente regolamento sui prezzi del gas e dei potenziali risparmi di gas in relazione all'articolo 6 *ter*, paragrafo 4.

**▼ B***Articolo 18***Notifiche**

La valutazione del rischio, i piani d'azione preventivi, i piani d'emergenza e tutti gli altri documenti sono notificati alla Commissione via la piattaforma elettronica CIRCABC.

Tutta la corrispondenza connessa a una notifica è trasmessa per via elettronica.

**▼ M2***Articolo 18 bis***Procedura di comitato**

1. La Commissione è assistita da un comitato. Esso è un comitato ai sensi del regolamento (UE) n. 182/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio <sup>(1)</sup>.
2. Nei casi in cui è fatto riferimento al presente paragrafo, si applica l'articolo 5 del regolamento (UE) n. 182/2011.

**▼ B***Articolo 19***Esercizio della delega**

1. Il potere di adottare atti delegati è conferito alla Commissione alle condizioni stabilite nel presente articolo.

---

<sup>(1)</sup> Regolamento (UE) n. 182/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 febbraio 2011, che stabilisce le regole e i principi generali relativi alle modalità di controllo da parte degli Stati membri dell'esercizio delle competenze di esecuzione attribuite alla Commissione (GU L 55 del 28.2.2011, pag. 13).

**▼B**

2. Il potere di adottare atti delegati di cui all'articolo 3, paragrafo 8, all'articolo 7, paragrafo 5, e all'articolo 8, paragrafo 5, è conferito alla Commissione per un periodo di cinque anni a decorrere dal 1° novembre 2017. La Commissione elabora una relazione sulla delega di potere al più tardi nove mesi prima della scadenza del periodo quinquennale. La delega di potere è tacitamente prorogata per periodi di identica durata, a meno che il Parlamento europeo o il Consiglio non si opponga a tale proroga al più tardi tre mesi prima della scadenza di ciascun periodo.

3. La delega di potere di cui all'articolo 3, paragrafo 8, all'articolo 7, paragrafo 5, e all'articolo 8, paragrafo 5, può essere revocata in qualsiasi momento dal Parlamento europeo o dal Consiglio. La decisione di revoca pone fine alla delega di potere ivi specificata. Gli effetti della decisione decorrono dal giorno successivo alla pubblicazione della decisione nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea* o da una data successiva ivi specificata. Essa non pregiudica la validità degli atti delegati già in vigore.

4. Prima di adottare un atto delegato la Commissione consulta gli esperti designati da ciascuno Stato membro nel rispetto dei principi stabiliti nell'accordo interistituzionale «Legiferare meglio» del 13 aprile 2016.

5. Non appena adotta un atto delegato, la Commissione ne dà contestualmente notifica al Parlamento europeo e al Consiglio.

6. L'atto delegato adottato ai sensi dell'articolo 3, paragrafo 8, dell'articolo 7, paragrafo 5, e dell'articolo 8, paragrafo 5, entra in vigore solo se né il Parlamento europeo né il Consiglio hanno sollevato obiezioni entro il termine di due mesi dalla data in cui esso è stato loro notificato o se, prima della scadenza di tale termine, sia il Parlamento europeo che il Consiglio hanno informato la Commissione che non intendono sollevare obiezioni. Il termine è prorogato di due mesi su iniziativa del Parlamento europeo o del Consiglio.

*Articolo 20***Deroga**

1. Il presente regolamento non si applica a Malta né a Cipro fintantoché i rispettivi territori non saranno approvvigionati di gas. Gli obblighi e le scelte di Malta e Cipro in base alle disposizioni seguenti si articolano entro il termine specifico calcolato a decorrere dalla data in cui i rispettivi territori sono approvvigionati di gas:

- a) articolo 2, punto 5, articolo 3, paragrafo 2, articolo 7, paragrafo 5 e articolo 14, paragrafo 6, lettera a): 12 mesi;
- b) articolo 6, paragrafo 1: 18 mesi;
- c) articolo 8, paragrafo 7: 24 mesi;
- d) articolo 5, paragrafo 4: 36 mesi;
- e) articolo 5, paragrafo 1: 48 mesi.

**▼B**

Al fine di soddisfare l'obbligo di cui all'articolo 5, paragrafo 1, Malta e Cipro possono applicare le disposizioni di cui all'articolo 5, paragrafo 2, anche ricorrendo a misure non di mercato sul versante della domanda.

2. Gli obblighi relativi ai lavori dei gruppi di rischio di cui agli articoli 7 e 8 per quanto riguarda i gruppi di rischio del corridoio meridionale del gas e del Mediterraneo orientale si applicano a decorrere dalla data in cui l'infrastruttura/il gasdotto principale inizia a funzionare in modalità di prova.

3. Fintantoché la Svezia ha accesso al gas mediante interconnessioni esclusivamente dalla Danimarca quale sua unica fonte di gas e suo unico possibile prestatore di solidarietà, la Danimarca e la Svezia sono esentate dall'obbligo di cui all'articolo 13, paragrafo 10, di definire modalità tecniche, giuridiche e finanziarie ai fini della prestazione di solidarietà alla Danimarca da parte della Svezia. Tale disposizione non pregiudica l'obbligo della Danimarca di prestare solidarietà e di definire le necessarie modalità tecniche, giuridiche e finanziarie in tal senso a norma dell'articolo 13.

**▼M2**

4. Gli articoli da 6 *bis* a 6 *quinqües* non si applicano all'Irlanda, a Cipro o a Malta finché non siano direttamente interconnessi al sistema interconnesso del gas di altri Stati membri.

**▼B***Articolo 21***Abrogazione**

Il regolamento (UE) n. 994/2010 è abrogato.

I riferimenti al regolamento abrogato si intendono fatti al presente regolamento e si leggono secondo la tavola di concordanza di cui all'allegato IX.

*Articolo 22***Entrata in vigore**

Il presente regolamento entra in vigore il quarto giorno successivo alla pubblicazione nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*.

Esso si applica a decorrere dal 1° novembre 2017.

Tuttavia, l'articolo 13, paragrafi da 1 a 6, l'articolo 13, paragrafo 8, primo e secondo comma e l'articolo 13, paragrafi 14 e 15, si applicano a decorrere dal 1° dicembre 2018.

**▼M2**

L'articolo 2, punti da 27 a 31, gli articoli da 6 *bis* a 6 *quinqües*, l'articolo 16, paragrafo 3, l'articolo 17 *bis*, l'articolo 18 *bis*, l'articolo 20, paragrafo 4, e gli allegati I *bis* e I *ter* si applicano fino al 31 dicembre 2025.

**▼B**

Il presente regolamento è obbligatorio in tutti i suoi elementi e direttamente applicabile in ciascuno degli Stati membri.

**▼ M1***ALLEGATO I***Cooperazione regionale**

I gruppi di rischio degli Stati membri che fungono da base per la cooperazione in materia di rischi di cui all'articolo 3, paragrafo 7, sono i seguenti:

1. gruppi di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta orientale:
  - a) Ucraina: Bulgaria, Cechia, Danimarca, Germania, Grecia, Croazia, Italia, Lussemburgo, Ungheria, Austria, Polonia, Romania, Slovenia, Slovacchia, Svezia;
  - b) Bielorussia: Belgio, Cechia, Danimarca, Germania, Estonia, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Paesi Bassi, Polonia, Slovacchia, Finlandia, Svezia;
  - c) Mar Baltico: Belgio, Cechia, Danimarca, Germania, Francia, Lussemburgo, Paesi Bassi, Austria, Slovacchia, Svezia;
  - d) Nord-orientale: Cechia, Danimarca, Germania, Estonia, Lettonia, Lituania, Polonia, Slovacchia, Finlandia, Svezia;
  - e) Transbalcanico: Bulgaria, Grecia, Ungheria, Romania;
2. gruppi di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta del Mare del Nord:
  - a) Norvegia: Belgio, Danimarca, Germania, Irlanda, Spagna, Francia, Italia, Lussemburgo, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Svezia;
  - b) Gas a basso potere calorifico: Belgio, Germania, Francia, Paesi Bassi;
  - c) Danimarca: Danimarca, Germania, Lussemburgo, Paesi Bassi, Polonia, Svezia;
  - d) Regno Unito: Belgio, Germania, Irlanda, Lussemburgo, Paesi Bassi;
3. gruppi di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta nordafricana:
  - a) Algeria: Grecia, Spagna, Francia, Croazia, Italia, Malta, Austria, Portogallo, Slovenia;
  - b) Libia: Croazia, Italia, Malta, Austria, Slovenia;
4. gruppi di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta sudorientale:
  - a) Corridoio meridionale del gas — Mar Caspio: Bulgaria, Grecia, Croazia, Italia, Ungheria, Malta, Austria, Romania, Slovenia, Slovacchia;
  - b) Mediterraneo orientale: Grecia, Italia, Cipro, Malta.

▼ **M2***ALLEGATO I bis* <sup>(1)</sup>**Traiettorie di riempimento con obiettivi intermedi e obiettivo di riempimento per il 2022 per gli Stati membri dotati di impianti di stoccaggio sotterraneo del gas**

Stato membro	Obiettivo intermedio al 1° agosto	Obiettivo intermedio al 1° settembre	Obiettivo intermedio al 1° ottobre	Obiettivo di riempimento al 1° novembre
AT	49%	60%	70%	80%
BE	49%	62%	75%	80%
BG	49%	61%	75%	80%
CZ	60%	67%	74%	80%
DE	45%	53%	80%	80%
DK	61%	68%	74%	80%
ES	71%	74%	77%	80%
FR	52%	65%	72%	80%
HR	49%	60%	70%	80%
HU	51%	60%	70%	80%
IT	58%	66%	73%	80%
LV	57%	65%	72%	80%
NL	54%	62%	71%	80%
PL	80%	80%	80%	80%
PT	72%	75%	77%	80%
RO	46%	57%	66%	80%
SE	40%	53%	67%	80%
SK	49%	60%	70%	80%

<sup>(1)</sup> Il presente allegato è soggetto agli obblighi proporzionali di ciascuno Stato membro a norma del presente regolamento, in particolare degli articoli 6 *bis*, 6 *ter* e 6 *quater*.  
Per gli Stati membri che rientrano nel campo di applicazione dell'articolo 6 *bis*, paragrafo 2, l'obiettivo intermedio proporzionale è calcolato moltiplicando il valore indicato nella tabella per il limite del 35 % e dividendo il risultato per l'80 %.

**▼ M2***ALLEGATO I* ter**Responsabilità condivisa per l'obiettivo di riempimento e la traiettoria di riempimento**

Per quanto riguarda l'obiettivo di riempimento e la traiettoria di riempimento di cui all'articolo 6 *bis*, la Repubblica federale di Germania e la Repubblica d'Austria condividono la responsabilità per quanto riguarda gli impianti di stoccaggio Haidach e 7Fields. Il rapporto e la portata esatti di tale responsabilità condivisa dalla Repubblica federale di Germania e dalla Repubblica d'Austria sono oggetto di un accordo bilaterale di tali Stati membri.



## ALLEGATO II

### Calcolo della formula N – 1

#### 1. Definizione della formula N – 1

La formula N – 1 descrive la capacità tecnica dell'infrastruttura del gas di soddisfare la domanda totale di gas nell'area calcolata nell'eventualità di un'interruzione dell'operatività dell'infrastruttura principale del gas durante un giorno di domanda eccezionalmente elevata di gas, che secondo la probabilità statistica ricorre una volta ogni vent'anni.

L'infrastruttura del gas copre la rete di trasporto del gas, ivi compresi le interconnessioni e gli impianti di produzione, GNL e di stoccaggio connessi all'area calcolata.

La capacità tecnica delle infrastrutture del gas rimanenti in caso di interruzione dell'operatività dell'infrastruttura principale deve essere almeno uguale alla somma della domanda totale giornaliera di gas dell'area calcolata durante un giorno di domanda eccezionalmente elevata di gas, che secondo la probabilità statistica ricorre una volta ogni vent'anni.

I risultati della formula N – 1 calcolata di seguito devono essere almeno pari a 100 %.

#### 2. Metodo di calcolo della formula N – 1

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

I parametri utilizzati per il calcolo sono descritti e giustificati in modo chiaro.

Per il calcolo del valore  $EP_m$ , deve essere fornito un elenco dettagliato dei punti di entrata con la relativa capacità individuale.

#### 3. Definizioni dei parametri della formula N – 1

«Area calcolata»: area geografica, definita dall'autorità competente, per la quale si calcola la formula N – 1.

##### Parametro relativo alla domanda

« $D_{max}$ »: domanda totale giornaliera di gas (in milioni di  $m^3$ /giorno) dell'area calcolata durante un giorno di domanda eccezionalmente elevata di gas, che secondo la probabilità statistica ricorre una volta ogni vent'anni.

##### Parametri relativi all'offerta

« $EP_m$ »: capacità tecnica dei punti di entrata (in milioni di  $m^3$ /giorno), diversa da quella degli impianti di produzione, GNL e di stoccaggio di cui alle definizioni di  $P_m$ ,  $GNL_m$  e  $S_m$  pari alla somma della capacità tecnica di tutti i punti di entrata frontalieri in grado di approvvigionare di gas l'area calcolata.

« $P_m$ »: capacità tecnica massima di produzione (in milioni di  $m^3$ /giorno), pari alla somma della capacità tecnica massima di produzione giornaliera di tutti gli impianti di produzione del gas che può essere erogata ai punti di entrata nell'area calcolata.

« $S_m$ »: erogabilità massima tecnica di stoccaggio (in milioni di  $m^3$ /giorno), pari alla somma della capacità tecnica massima di prelievo giornaliera di tutti gli impianti di stoccaggio che può essere erogata ai punti di entrata della zona calcolata, tenendo conto delle rispettive caratteristiche fisiche.

**▼ B**

«LNG<sub>m</sub>»: capacità tecnica massima dell'impianto GNL (in milioni di m<sup>3</sup>/giorno), pari alla somma della capacità tecnica massima di send-out giornaliera in tutti gli impianti GNL nell'area calcolata, tenuto conto di elementi critici come lo scarico, i servizi ausiliari, lo stoccaggio temporaneo e la rigassificazione di GNL nonché la capacità tecnica di send-out al sistema.

«I<sub>m</sub>»: capacità tecnica dell'infrastruttura principale del gas (in milioni di m<sup>3</sup>/giorno) caratterizzata dalla capacità più elevata di approvvigionare l'area calcolata. Se più infrastrutture del gas sono connesse a un'infrastruttura comune a monte o a valle e non possono essere gestite separatamente, esse sono considerate un'infrastruttura unica.

4. *Calcolo della formula N – 1 utilizzando le misure sul versante della domanda*

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

Parametro relativo alla domanda

«D<sub>eff</sub>»: la parte (in milioni di m<sup>3</sup>/giorno) di D<sub>max</sub> che, in caso di interruzione dell'approvvigionamento di gas, può essere coperta adeguatamente e in maniera tempestiva mediante le misure di mercato sul versante della domanda in conformità dell'articolo 9, paragrafo 1, lettera c), e dell'articolo 5, paragrafo 2.

5. *Calcolo della formula N – 1 a livello regionale*

L'area calcolata di cui al punto 3, è estesa, ove applicabile, al livello regionale adeguato, come stabilito dalle autorità competenti degli Stati membri interessati. Il calcolo può estendersi altresì al livello regionale del gruppo di rischio, ove concordato con le autorità competenti del gruppo di rischio. Ai fini del calcolo della formula N – 1 a livello regionale si utilizza un'infrastruttura principale del gas d'interesse comune. L'infrastruttura principale del gas d'interesse comune per una regione corrisponde all'infrastruttura principale del gas della regione che, direttamente o indirettamente, contribuisce ad approvvigionare di gas gli Stati membri di quella regione; essa deve essere definita nella valutazione del rischio.

Il calcolo della formula N – 1 a livello regionale può sostituire il calcolo della formula N – 1 a livello nazionale solo se l'infrastruttura principale del gas d'interesse comune è di grande importanza ai fini dell'approvvigionamento di gas di tutti gli Stati membri interessati in conformità della valutazione comune del rischio.

A livello del gruppo di rischio, per i calcoli di cui all'articolo 7, paragrafo 4, si utilizza l'infrastruttura principale del gas d'interesse comune per i gruppi di rischio elencati nell'allegato I.

*ALLEGATO III***Capacità bidirezionale permanente**

1. Ai fini dell'esecuzione delle disposizioni di cui al presente allegato, l'autorità nazionale di regolamentazione può agire in qualità di autorità competente, se così deciso dallo Stato membro.
  
2. Per dotare un'interconnessione della capacità bidirezionale o potenziare quella di cui è già dotato, oppure per ottenere o prorogare un'esenzione da tale obbligo, i gestori del sistema di trasporto su entrambi i lati dell'interconnessione presentano alle rispettive autorità competenti («autorità competenti interessate») e alle rispettive autorità di regolamentazione («autorità di regolamentazione interessate»), previa consultazione di tutti i gestori del sistema di trasporto potenzialmente coinvolti:
  - a) una proposta volta a realizzare una capacità fisica permanente di trasporto del gas in entrambe le direzioni per la capacità bidirezionale permanente relativa alla direzione invertita («capacità di flusso fisico inverso»); oppure
  - b) la richiesta di esenzione dall'obbligo di predisporre la capacità bidirezionale.

I gestori del sistema di trasporto si adoperano per presentare una proposta congiunta o una richiesta di esenzione. Nel caso di una proposta volta a realizzare la capacità bidirezionale, i gestori dei sistemi di trasporto possono presentare una proposta motivata per la ripartizione transfrontaliera dei costi. La proposta o la richiesta è presentata entro il 1° dicembre 2018 per tutte le interconnessioni esistenti il 1° novembre 2017, dopo il completamento della fase di studio di fattibilità ma prima dell'inizio della fase di progettazione tecnica dettagliata di nuove interconnessioni.

3. Le autorità competenti interessate, dopo avere ricevuto la proposta o la richiesta di esenzione, consultano immediatamente le autorità competenti e, qualora queste non siano le autorità competenti, le autorità nazionali di regolamentazione dello Stato membro che, in conformità della valutazione del rischio, potrebbe beneficiare della capacità di flusso inverso, nonché l'Agenzia e la Commissione su richiesta o su richiesta di deroga. Le autorità consultate possono formulare un parere entro quattro mesi dal ricevimento della richiesta di consultazione.
  
4. Entro sei mesi dalla ricezione della proposta congiunta, le autorità di regolamentazione interessate, conformemente all'articolo 5, paragrafi 6 e 7, previa consultazione dei promotori del progetto interessati, adottano decisioni coordinate sulla ripartizione transfrontaliera dei costi d'investimento che ciascun gestore di sistema di trasporto del progetto è tenuto a sostenere. Qualora non raggiungano un accordo entro tale termine, le autorità di regolamentazione interessate ne informano senza indugio le autorità competenti interessate.
  
5. Le autorità competenti interessate, sulla base della valutazione del rischio, delle informazioni di cui all'articolo 5, paragrafo 5, del presente regolamento, dei pareri ricevuti a seguito della consultazione in conformità del punto 3 del presente allegato e tenuto conto della sicurezza dell'approvvigionamento di gas e del contributo al mercato interno del gas, assumono una decisione coordinata. Tale decisione coordinata è adottata entro due mesi. Il periodo di due mesi inizia al termine del periodo di quattro mesi previsto per la formulazione di pareri di cui al punto 3 del presente allegato, salvo ricezione di tutti i pareri prima di tale scadenza, o al termine del periodo di sei mesi di cui al punto 4 del presente allegato di cui le autorità di regolamentazione interessate dispongono per adottare una decisione coordinata. La decisione coordinata:

**▼B**

- a) accetta la proposta di capacità bidirezionale. La decisione contiene un'analisi costi/benefici, il calendario di attuazione e le modalità per un utilizzo successivo ed è accompagnata dalla decisione coordinata sulla ripartizione transfrontaliera dei costi di cui al punto 4 predisposta dalle autorità di regolamentazione interessate;
  - b) concede o proroga l'esenzione temporanea per un periodo massimo di quattro anni, se l'analisi costi/benefici contenuta nella decisione dimostra che la capacità di flusso inverso non migliorerebbe la sicurezza dell'approvvigionamento di gas di nessuno Stato membro interessato oppure che i costi di investimento supererebbero in misura significativa i potenziali benefici per la sicurezza dell'approvvigionamento di gas; oppure
  - c) chiede ai gestori dei sistemi di trasporto di modificare e ripresentare la proposta o la richiesta di esenzione entro un periodo massimo di quattro mesi.
6. Le autorità competenti interessate trasmettono senza indugio la decisione coordinata alle autorità competenti e alle autorità nazionali di regolamentazione che hanno presentato un parere conformemente al punto 3, alle autorità di regolamentazione interessate, all'Agenzia e alla Commissione, allegando i pareri ricevuti in seguito alla consultazione di cui al punto 3.
  7. Entro due mesi dalla ricezione della decisione coordinata, le autorità competenti di cui al punto 6 possono presentare obiezioni alle autorità competenti interessate che l'hanno adottata, all'Agenzia e alla Commissione. Le obiezioni devono riferirsi esclusivamente ai fatti e alla valutazione, in particolare alla ripartizione transfrontaliera dei costi che non sia stata oggetto della consultazione di cui al punto 3.
  8. Entro tre mesi dalla ricezione della decisione coordinata di cui al punto 6, l'Agenzia formula un parere sugli elementi della decisione coordinata tenendo conto delle eventuali obiezioni e lo trasmette a tutte le autorità competenti interessate e alle autorità competenti di cui al punto 6 e alla Commissione.
  9. Entro quattro mesi dalla ricezione del parere formulato dall'Agenzia ai sensi del punto 8, la Commissione può adottare una decisione con cui impone di modificare la decisione coordinata. Ogni decisione in tal senso della Commissione è adottata sulla base dei criteri di cui al punto 5, dei motivi della decisione delle autorità interessate e del parere dell'Agenzia. Le autorità competenti interessate soddisfano la richiesta della Commissione modificando la loro decisione entro un termine di quattro settimane.

Nel caso in cui la Commissione non reagisca entro il summenzionato termine di quattro mesi, si ritiene che non abbia sollevato obiezioni nei confronti della decisione delle autorità competenti interessate.

10. Se le autorità competenti interessate non sono state in grado di adottare una decisione coordinata entro il termine di cui al punto 5, o se le autorità di regolamentazione interessate non hanno potuto raggiungere un accordo sulla ripartizione dei costi entro il termine di cui al punto 4, le autorità competenti interessate ne informano l'Agenzia e la Commissione al più tardi il giorno della scadenza del termine. Entro quattro mesi dalla ricezione di tale informazione, la Commissione, previa eventuale consultazione con l'Agenzia, adotta una decisione che contempra tutti gli elementi della decisione coordinata di cui al punto 5 ad eccezione della ripartizione transfrontaliera dei costi e la trasmette alle autorità competenti interessate e all'Agenzia.

**▼B**

11. Se la decisione della Commissione a norma del punto 10 del presente allegato richiede una capacità bidirezionale, l'Agenzia, entro tre mesi dalla ricezione della decisione della Commissione, adotta una decisione che contempli la ripartizione transfrontaliera dei costi in linea con l'articolo 5, paragrafo 7, del presente regolamento. Prima di adottare tale decisione, l'Agenzia consulta le autorità di regolamentazione interessate e i gestori dei sistemi di trasporto. Il periodo di tre mesi può essere prorogato di un periodo supplementare di due mesi qualora l'Agenzia debba chiedere informazioni aggiuntive. Tale periodo supplementare inizia il giorno successivo alla ricezione delle informazioni complete.
12. La Commissione, l'Agenzia, le autorità competenti, le autorità nazionali di regolamentazione e i gestori del sistema di trasporto garantiscono la riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili.
13. Le esenzioni dall'obbligo di realizzare la capacità bidirezionale accordata a norma del regolamento (UE) n. 994/2010 restano valide a meno che la Commissione o l'altro Stato membro interessato non ne chiedano un riesame o la loro validità giunga a scadenza.

*ALLEGATO IV***Modello per la valutazione comune del rischio**

Il seguente modello è redatto in una lingua concordata all'interno del gruppo di rischio.

*Informazioni generali*

- Stati membri nel gruppo di rischio
  
- Nome delle autorità competenti responsabili della preparazione della valutazione del rischio <sup>(1)</sup>

**1. Descrizione del sistema**

Descrivere brevemente il sistema del gas del gruppo di rischio, indicando i seguenti elementi:

- a) I principali dati relativi al consumo di gas <sup>(2)</sup>, ossia consumo finale annuo di gas (in miliardi di m<sup>3</sup>), ripartizione per tipo di clienti <sup>(3)</sup> e picchi della domanda (totale e per categoria di consumatori in milioni di m<sup>3</sup>/giorno);
  
- b) il funzionamento del sistema del gas nel gruppo di rischio, ossia flussi principali (entrata/uscita/transito), capacità dei punti di entrata/uscita dell'infrastruttura da e verso la regione e per Stato membro, compreso il tasso di utilizzo, gli impianti GNL (capacità massima giornaliera, tasso di utilizzo e regime di accesso) ecc;
  
- c) una ripartizione, nella misura possibile, delle fonti di importazione del gas, per paese d'origine <sup>(4)</sup>;
  
- d) il ruolo degli impianti di stoccaggio pertinenti per il gruppo di rischio, compreso l'accesso transfrontaliero:
  - i) la capacità di stoccaggio (volume di gas totale e volume di gas utile) rispetto alla domanda nella stagione di riscaldamento;
  
  - ii) la capacità massima di prelievo giornaliera a diversi livelli di riempimento (possibilmente con stoccaggio pieno e a livelli di fine stagione);
  
- e) il ruolo della produzione nazionale nel gruppo di rischio:
  - i) il volume della produzione per quanto riguarda il consumo finale annuo di gas;
  
  - ii) la capacità massima di produzione giornaliera;
  
- f) il ruolo del gas nella produzione di energia elettrica (ad esempio, importanza, ruolo di riserva per le energie rinnovabili), comprese la capacità di generazione a gas (totale, in MWe, e in percentuale della capacità di generazione totale) e la cogenerazione (totale, in MWe, e in percentuale della capacità di generazione totale).

<sup>(1)</sup> Qualora un'autorità competente abbia delegato questo compito, indicare il nome del o degli organi responsabili della preparazione della presente valutazione del rischio a nome di detta autorità.

<sup>(2)</sup> Nella prima valutazione, includere i dati degli ultimi due anni. Negli aggiornamenti, includere i dati degli ultimi quattro anni.

<sup>(3)</sup> Clienti industriali, produzione di energia elettrica, teleriscaldamento, settore residenziale, servizi e altro (precisare il tipo di clienti che rientrano in questa voce). Indicare anche il volume del consumo dei clienti protetti.

<sup>(4)</sup> Descrivere la metodologia applicata.

**▼B****2. Standard infrastrutturale (articolo 5)**

Descrivere i calcoli per la formula/le formule N – 1 a livello regionale per il gruppo di rischio, se così convenuto con le autorità competenti del gruppo di rischio, e le capacità bidirezionali esistenti, come indicato di seguito:

**a) Formula N – 1**

- i) L'individuazione dell'infrastruttura principale del gas d'interesse comune per il gruppo di rischio;
- ii) il calcolo della formula N – 1 a livello regionale;
- iii) i valori utilizzati per tutti i parametri della formula N – 1, compresi i valori intermedi utilizzati per il calcolo (ad esempio, per il parametro  $EP_m$  indicare la capacità di tutti i punti di entrata considerati);
- iv) un'indicazione delle eventuali metodologie e ipotesi utilizzate per calcolare i parametri della formula N – 1 (ad esempio  $D_{max}$ ) (per spiegazioni più dettagliate utilizzare un allegato).

**b) Capacità bidirezionale**

- i) Indicare i punti d'interconnessione dotati di capacità bidirezionale e la capacità massima dei flussi bidirezionali;
- ii) Indicare le modalità che regolano l'uso della capacità di flusso inverso (ad esempio capacità interrompibile);
- iii) Indicare i punti di interconnessione per i quali è stata accordata un'esenzione a norma dell'articolo 5, paragrafo 4, la durata dell'esenzione e i motivi per i quali è stata accordata.

**3. Individuazione dei rischi**

Descrivere i principali rischi transnazionali per cui è stato creato il gruppo di rischio, nonché i fattori di rischio, in varie occasioni, che potrebbero causare il verificarsi di tale rischio, la loro probabilità e le relative conseguenze.

Elenco non esaustivo dei fattori di rischio che, secondo la pertinente autorità competente, devono essere inclusi nella valutazione solo ove applicabile:

**a) politico**

- interruzione dell'approvvigionamento di gas proveniente da paesi terzi per diversi motivi,
- disordini politici (nel paese d'origine o in un paese di transito),
- guerra/guerra civile (nel paese d'origine o in un paese di transito),
- terrorismo;

**b) tecnologico**

- esplosione/incendi,

**▼B**

- incendi (all'interno di un determinato impianto),
  - perdite,
  - mancanza di adeguata manutenzione,
  - malfunzionamento delle apparecchiature (guasto all'avviamento, guasto durante l'esercizio ecc.),
  - mancanza di energia elettrica (o altra fonte di energia),
  - guasto informatico (guasto dell'hardware o del software, problemi legati a Internet o al sistema SCADA ecc.),
  - attacco informatico,
  - ripercussioni delle opere di scavo (sbancamento, palificazione) e di superficie;
- c) commerciale/di mercato/finanziario
- accordi con fornitori di paesi terzi,
  - controversia commerciale,
  - controllo di infrastrutture importanti per la sicurezza dell'approvvigionamento di gas da parte di soggetti di paesi terzi, con, tra l'altro, conseguente possibile rischio di carenza di investimenti, freno alla diversificazione o mancato rispetto del diritto dell'Unione,
  - volatilità dei prezzi,
  - carenza di investimenti,
  - picco brusco e inatteso della domanda,
  - altri rischi che potrebbero compromettere le prestazioni strutturali;
- d) sociale
- scioperi (nel settore del gas e in settori connessi quali i porti, i trasporti ecc.),
  - sabotaggi,
  - vandalismi,
  - furti;
- e) naturale
- terremoti,
  - frane,
  - inondazioni (piogge abbondanti, fiumi),
  - tempeste (mare),
  - valanghe,

**▼B**

- condizioni meteorologiche estreme,
- incendi (all'esterno dell'impianto, ad esempio in foreste circostanti, prati ecc.).

**Analisi**

- a) descrivere i principali rischi transnazionali e altri pertinenti fattori di rischio per il gruppo di rischio, specificandone la probabilità e l'impatto, nonché l'eventuale interazione e correlazione dei rischi tra Stati membri;
- b) descrivere i criteri utilizzati per determinare se un sistema è esposto a rischi elevati/inaccettabili;
- c) elencare i pertinenti scenari di rischio in base alle fonti di rischio, spiegando come sono stati scelti;
- d) indicare in che misura sono stati presi in considerazione gli scenari elaborati dall'ENTSOG.

**4. Analisi e valutazione del rischio**

Analizzare la serie di scenari di rischio individuati al punto 3. Nella simulazione degli scenari di rischio includere le misure esistenti a tutela della sicurezza dell'approvvigionamento di gas, quali lo standard infrastrutturale calcolato usando la formula  $N - 1$  di cui al punto 2 dell'allegato II, ove opportuno, e lo standard di approvvigionamento di gas. Per ogni scenario di rischio:

- a) descrivere dettagliatamente lo scenario di rischio, ivi comprese le ipotesi e le eventuali metodologie utilizzate per il loro calcolo;
- b) descrivere dettagliatamente l'esito della simulazione svolta, compresa la quantificazione dell'impatto (ad esempio, volumi di gas non forniti, l'impatto socioeconomico, sul teleriscaldamento e sulla produzione di energia elettrica).

**5. Conclusioni**

Descrivere i principali risultati della valutazione comune del rischio, compresa l'individuazione di scenari di rischio che richiedono ulteriori interventi.



## ALLEGATO V

**Modello per la valutazione nazionale del rischio***Informazioni generali*

Nome dell'autorità competente responsabile della preparazione della presente valutazione del rischio <sup>(1)</sup>.

**1. Descrizione del sistema**

1.1. Fornire una descrizione breve e consolidata del sistema regionale del gas per ciascun gruppo di rischio <sup>(2)</sup> a cui lo Stato membro partecipa, indicando i seguenti elementi:

- a) i principali dati relativi al consumo di gas <sup>(3)</sup>, ossia consumo finale annuo di gas (in miliardi di m<sup>3</sup> e MWh), ripartizione per tipo di clienti <sup>(4)</sup> e picchi della domanda (totale e per categoria di consumatori in milioni di m<sup>3</sup>/giorno);
- b) il funzionamento del sistema o dei sistemi del gas nei pertinenti gruppi di rischio, ossia flussi principali (entrata/uscita/transito), capacità dei punti di entrata/uscita dell'infrastruttura da e verso la o le regioni del gruppo di rischio e per Stato membro, compreso il tasso di utilizzo, gli impianti GNL (capacità massima giornaliera, tasso di utilizzo e regime di accesso) ecc.;
- c) una ripartizione, nella misura del possibile, della percentuale delle fonti di importazione del gas, per paese d'origine <sup>(5)</sup>
- d) il ruolo degli impianti di stoccaggio pertinenti per il gruppo di rischio, compreso l'accesso transfrontaliero:
  - i) la capacità di stoccaggio (volume di gas totale e volume di gas utile) rispetto alla domanda nella stagione di riscaldamento;
  - ii) la capacità massima di prelievo giornaliera a diversi livelli di riempimento (possibilmente con stoccaggio pieno e livelli di fine stagione);
- e) il ruolo della produzione nazionale nel gruppo o nei gruppi di rischio:
  - i) il volume della produzione per quanto riguarda il consumo finale annuo di gas;
  - ii) la capacità massima di produzione giornaliera e come questa può soddisfare il consumo massimo giornaliero;
- f) il ruolo del gas nella produzione di energia elettrica (ad esempio, importanza, ruolo di riserva per le energie rinnovabili), comprese la capacità di generazione a gas (totale, in MWe, e in percentuale della capacità di generazione totale) e la cogenerazione (totale, in MWe, e in percentuale della capacità di generazione totale).

<sup>(1)</sup> Qualora un'autorità competente abbia delegato questo compito, indicare il nome del o degli organi responsabili della preparazione della presente valutazione del rischio a nome di detta autorità.

<sup>(2)</sup> Per motivi di semplicità, presentare le informazioni al più alto livello dei gruppi di rischio, se possibile, e raggruppare i dati nella misura necessaria.

<sup>(3)</sup> Nella prima valutazione, includere i dati degli ultimi due anni. Negli aggiornamenti, includere i dati degli ultimi quattro anni.

<sup>(4)</sup> Includere clienti industriali, produzione di energia elettrica, teleriscaldamento, settore residenziale, servizi e altro (precisare il tipo di clienti che rientrano in questa voce). Indicare anche il volume del consumo dei clienti protetti.

<sup>(5)</sup> Descrivere la metodologia applicata.

**▼B**

1.2. Descrivere brevemente il sistema del gas dello Stato membro, indicando i seguenti elementi:

- a) i principali dati relativi al consumo di gas, ossia consumo finale annuo di gas (in miliardi di m<sup>3</sup>), ripartizione per tipo di clienti e picchi della domanda (in milioni di m<sup>3</sup>/giorno).
- b) il funzionamento del sistema del gas a livello nazionale, comprese le infrastrutture [se non considerate al punto 1.1., lettera b)]; Se pertinente, includere il sistema del gas L.
- c) l'identificazione delle infrastrutture più importanti per la sicurezza dell'approvvigionamento.
- d) una ripartizione, nella misura possibile, a livello nazionale delle fonti di importazione del gas, per paese d'origine;
- e) il ruolo dello stoccaggio, specificando:
  - i) la capacità di stoccaggio (volume di gas totale e volume di gas utile) rispetto alla domanda nella stagione di riscaldamento;
  - ii) la capacità massima di prelievo giornaliera a diversi livelli di riempimento (possibilmente con stoccaggio pieno e a livelli di fine stagione);
- f) il ruolo della produzione nazionale, specificando:
  - i) il volume della produzione per quanto riguarda il consumo finale annuo di gas;
  - ii) la capacità massima di produzione giornaliera
- g) il ruolo del gas nella produzione di energia elettrica (ad esempio, importanza, ruolo di riserva per le energie rinnovabili), comprese la capacità di generazione a gas (totale, in MWe, e in percentuale della capacità di generazione totale) e la cogenerazione (totale, in MWe, e in percentuale della capacità di generazione totale).

2. **Standard infrastrutturale (articolo 5)**

Descrivere in che modo è ottenuta la conformità allo standard infrastrutturale, specificando i principali valori utilizzati per la formula N – 1, le alternative per ottenere tale conformità (con gli Stati membri direttamente connessi, con misure sul versante della domanda) e le capacità bidirezionali esistenti, come indicato di seguito.

- a) Formula N – 1
  - i) l'individuazione dell'infrastruttura principale del gas;
  - ii) il calcolo della formula N – 1 a livello nazionale;
  - iii) i valori utilizzati per tutti i parametri della formula N – 1, compresi i valori intermedi utilizzati per calcolarli (ad esempio, per il parametro EP<sub>m</sub> indicare la capacità di tutti i punti di entrata considerati);
  - iv) un'indicazione delle eventuali metodologie utilizzate per calcolare i parametri della formula N – 1 (ad esempio D<sub>max</sub>) (per spiegazioni più dettagliate utilizzare un allegato);

**▼B**

- v) una spiegazione dei risultati del calcolo della formula N – 1 per lo stoccaggio al 30 % e al 100 % del volume massimo di lavoro;
  - vi) una spiegazione dei risultati principali del calcolo della simulazione della formula N – 1 mediante l'uso di un modello idraulico;
  - vii) se lo Stato membro lo ha deciso, un calcolo della formula N – 1 tenendo conto delle misure sul versante della domanda:
    - calcolo della formula N – 1 in conformità del punto 2 dell'allegato II,
    - descrizione dei valori utilizzati per tutti i parametri della formula N – 1, compresi i valori intermedi utilizzati per calcolarli [se diversi da quelli di cui al punto 2, lettera a), punto iii)],
    - indicazione delle eventuali metodologie utilizzate per calcolare i parametri della formula N – 1 (ad esempio  $D_{\max}$ ) (per spiegazioni più dettagliate utilizzare un allegato),
    - illustrazione delle misure di mercato sul versante della domanda adottate/da adottare per compensare un'interruzione dell'approvvigionamento di gas e il loro impatto previsto ( $D_{\text{eff}}$ );
  - viii) ove concordato con le autorità competenti del gruppo o dei gruppi di rischio interessati o con gli Stati membri direttamente connessi, il calcolo congiunto o i calcoli congiunti della formula N – 1:
    - calcolo della formula N – 1 in conformità del punto 5 dell'allegato II,
    - descrizione dei valori utilizzati per tutti i parametri della formula N – 1, compresi i valori intermedi utilizzati per calcolarli [se diversi da quelli di cui al punto 2, lettera a), punto iii)],
    - indicazione delle eventuali metodologie e ipotesi utilizzate per calcolare i parametri della formula N – 1 (ad esempio  $D_{\max}$ ) (per spiegazioni più dettagliate utilizzare un allegato),
    - illustrazione delle modalità concordate per garantire l'ottemperanza alla formula N – 1;
- b) capacità bidirezionale:
- i) indicare i punti d'interconnessione dotati di capacità bidirezionale e la capacità massima dei flussi bidirezionali;
  - ii) indicare le modalità che regolano l'uso della capacità di flusso inverso (ad esempio capacità interrompibile);
  - iii) indicare i punti di interconnessione per i quali è stata accordata un'esenzione a norma dell'articolo 5, paragrafo 4, la durata dell'esenzione e i motivi per i quali è stata accordata.

**▼B****3. Individuazione dei rischi**

Descrivere i fattori di rischio che potrebbero avere un impatto negativo sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas dello Stato membro, la loro probabilità e le relative conseguenze.

Elenco non esaustivo dei tipi di fattori di rischio che, secondo l'autorità competente, devono essere inclusi nella valutazione solo ove applicabile:

**a) politico**

- interruzione dell'approvvigionamento di gas proveniente da paesi terzi per diversi motivi,
- disordini politici (nel paese d'origine o in un paese di transito),
- guerra/guerra civile (nel paese d'origine o in un paese di transito),
- terrorismo;

**b) tecnologico:**

- esplosione/incendi,
- incendi (all'interno di un determinato impianto),
- perdite,
- mancanza di adeguata manutenzione,
- malfunzionamento delle apparecchiature (guasto all'avviamento, guasto durante l'esercizio ecc.),
- mancanza di energia elettrica (o altra fonte di energia),
- guasto informatico (guasto dell'hardware o del software, problemi legati a Internet o al sistema SCADA ecc.),
- attacco informatico,
- ripercussioni delle opere di scavo (sbancamento, palificazione) e di superficie ecc.;

**c) commerciale/di mercato/finanziario:**

- accordi con fornitori di paesi terzi,
- controversia commerciale,
- controllo di infrastrutture importanti per la sicurezza dell'approvvigionamento di gas da parte di soggetti di paesi terzi, con conseguente possibile rischio di carenza di investimenti, freno alla diversificazione o mancato rispetto del diritto dell'Unione,
- volatilità dei prezzi,
- carenza di investimenti,
- picco brusco e inatteso della domanda,
- altri rischi che potrebbero compromettere le prestazioni strutturali;

**▼B**

- d) sociale
  - scioperi (nel settore del gas e in settori connessi quali i porti, i trasporti ecc.),
  - sabotaggi,
  - vandalismi,
  - furti;
- e) naturale:
  - terremoti,
  - frane,
  - inondazioni (piogge abbondanti, fiumi),
  - tempeste (mare),
  - valanghe,
  - condizioni meteorologiche estreme,
  - incendi (all'esterno dell'impianto, ad esempio in foreste circostanti, prati ecc.),

**Analisi:**

- a) indicare i pertinenti fattori di rischio per lo Stato membro, specificandone la probabilità e l'impatto;
- b) descrivere i criteri utilizzati per determinare se un sistema è esposto a rischi elevati/inaccettabili;
- c) elencare i pertinenti scenari di rischio in base ai fattori di rischio e alla loro probabilità, spiegando come sono stati scelti.

**4. Analisi e valutazione del rischio:**

Analizzare gli scenari di rischio individuati al punto 3. Nella simulazione degli scenari di rischio includere le misure esistenti a tutela della sicurezza dell'approvvigionamento di gas, quali lo standard infrastrutturale calcolato usando la formula  $N - 1$  di cui all'allegato II, punto 2 e lo standard di approvvigionamento di gas. Per ogni scenario di rischio:

- a) descrivere dettagliatamente lo scenario di rischio, ivi comprese le ipotesi e le eventuali metodologie utilizzate per il loro calcolo;
- b) descrivere dettagliatamente l'esito della simulazione svolta, compresa la quantificazione dell'impatto (ad esempio, volumi di gas non forniti, l'impatto socioeconomico, l'impatto sul teleriscaldamento e sulla produzione di energia elettrica).

**5. Conclusioni:**

Descrivere i principali risultati della valutazione comune del rischio a cui gli Stati membri hanno partecipato, compresa l'individuazione di scenari di rischio che richiedono ulteriori interventi.



ALLEGATO VI

**Modello di piano d'azione preventivo**

*Informazioni generali*

- Stati membri nel gruppo di rischio
- Nome dell'autorità competente responsabile della preparazione del presente piano <sup>(1)</sup>

**1. Descrizione del sistema**

- 1.1. Fornire una descrizione breve e consolidata dei sistemi regionali del gas per ciascun gruppo di rischio <sup>(2)</sup> a cui lo Stato membro partecipa, indicando i seguenti elementi:
- a) i principali dati relativi al consumo di gas <sup>(3)</sup>, ossia consumo finale annuo di gas (in miliardi di m<sup>3</sup>) e ripartizione per tipo di clienti <sup>(4)</sup> e picchi della domanda (totale e per categoria di consumatori in milioni di m<sup>3</sup>/giorno);
  - b) il funzionamento del sistema del gas nei gruppi di rischio, ossia flussi principali (entrata/uscita/transito), capacità dei punti di entrata/uscita dell'infrastruttura da e verso la o le regioni de gruppo di rischio e per Stato membro, compreso il tasso di utilizzo, gli impianti GNL (capacità massima giornaliera, tasso di utilizzo e regime di accesso) ecc.
  - c) una ripartizione, nella misura possibile, delle fonti di importazione del gas, per paese d'origine <sup>(5)</sup>;
  - d) il ruolo degli impianti di stoccaggio pertinenti per la regione, incluso l'accesso transfrontaliero:
    - i) la capacità di stoccaggio (volume di gas totale e volume di gas utile) rispetto alla domanda nella stagione di riscaldamento;
    - ii) la capacità massima di prelievo giornaliera a diversi livelli di riempimento (possibilmente con stoccaggio pieno e a livelli di fine stagione);
  - e) il ruolo della produzione nazionale nella regione:
    - i) il volume della produzione per quanto riguarda il consumo finale annuo di gas;
    - ii) la capacità massima di produzione giornaliera;
  - f) il ruolo del gas nella produzione di energia elettrica (ad esempio, importanza, ruolo di riserva per le energie rinnovabili), comprese la capacità di generazione a gas (totale, in MWe, e in percentuale della capacità di generazione totale) e la cogenerazione (totale, in MWe, e in percentuale della capacità di generazione totale);

<sup>(1)</sup> Qualora un'autorità competente abbia delegato questo compito, indicare il nome del o degli organi responsabili della preparazione della presente valutazione del rischio a nome di detta autorità.

<sup>(2)</sup> Per motivi di semplicità, presentare le informazioni al più alto livello dei gruppi di rischio, se possibile, e raggruppare i dati nella misura necessaria.

<sup>(3)</sup> Nella prima valutazione, includere i dati degli ultimi due anni. Negli aggiornamenti, includere i dati degli ultimi quattro anni.

<sup>(4)</sup> Includere clienti industriali, produzione di energia elettrica, teleriscaldamento, settore residenziale, servizi e altro (precisare il tipo di clienti che rientrano in questa voce).

<sup>(5)</sup> Descrivere la metodologia applicata.

**▼B**

g) il ruolo delle misure di efficienza energetica e il loro effetto sul consumo finale annuo di gas.

1.2. Descrivere brevemente il sistema del gas in ogni Stato membro, indicando i seguenti elementi:

a) i principali dati relativi al consumo di gas, ossia consumo finale annuo di gas (in miliardi di m<sup>3</sup>) e ripartizione per tipo di clienti, e picchi della domanda (in milioni di m<sup>3</sup>/giorno);

b) il funzionamento del sistema del gas a livello nazionale, compresa l'infrastruttura [se non considerata al punto 1.1, lettera b)];

c) l'identificazione delle infrastrutture più importanti per la sicurezza dell'approvvigionamento;

d) una ripartizione, nella misura possibile, a livello nazionale delle fonti di importazione del gas, per paese d'origine;

e) il ruolo dello stoccaggio nello Stato membro, specificando:

i) la capacità di stoccaggio (volume di gas totale e volume di gas utile) rispetto alla domanda nella stagione di riscaldamento;

ii) la capacità massima di prelievo giornaliera a diversi livelli di riempimento (possibilmente con stoccaggio pieno e a livelli di fine stagione);

f) il ruolo della produzione nazionale, specificando:

i) il volume della produzione per quanto riguarda il consumo finale annuo di gas;

ii) la capacità massima di produzione giornaliera;

g) il ruolo del gas nella produzione di energia elettrica (ad esempio, importanza, ruolo di riserva per le energie rinnovabili), comprese la capacità di generazione a gas (totale, in MWe, e in percentuale della capacità di generazione totale) e la cogenerazione (totale, in MWe, e in percentuale della capacità di generazione totale);

h) il ruolo delle misure di efficienza energetica e il loro effetto sul consumo finale annuo di gas.

2. **Sintesi della valutazione del rischio**

Descrivere brevemente i risultati della pertinente valutazione comune e nazionale del rischio svolta conformemente all'articolo 7, includendo:

a) un elenco degli scenari valutati e una sintesi delle principali ipotesi utilizzate per ciascuno di essi, nonché i rischi/le carenze individuati;

b) le principali conclusioni della valutazione del rischio.

**▼B****3. Standard infrastrutturale (articolo 5)**

Descrivere in che modo è ottenuta la conformità allo standard infrastrutturale, specificando i principali valori utilizzati per la formula N – 1, le alternative per ottenere tale conformità (con gli Stati membri confinanti, con misure sul versante della domanda) e le capacità bidirezionali esistenti, come indicato di seguito:

**3.1. Formula N – 1**

- i) individuazione dell'infrastruttura principale del gas d'interesse comune per la regione;
- ii) calcolo della formula N – 1 a livello regionale;
- iii) descrizione dei valori utilizzati per tutti i parametri della formula N – 1, compresi i valori intermedi utilizzati per calcolarli (ad esempio, per il parametro  $EP_m$  indicare la capacità di tutti i punti di entrata considerati);
- iv) indicare le eventuali metodologie e ipotesi utilizzate per calcolare i parametri della formula N – 1 (ad esempio  $D_{max}$ ) (per spiegazioni più dettagliate utilizzare un allegato).

**3.2. Livello nazionale****a) Formula N – 1**

- i) individuazione dell'infrastruttura principale del gas;
- ii) calcolo della formula N – 1 a livello nazionale;
- iii) descrizione dei valori utilizzati per tutti i parametri della formula N – 1, compresi i valori intermedi utilizzati per calcolarli (ad esempio, per il parametro  $EP_m$  indicare la capacità di tutti i punti di entrata considerati);
- iv) eventuali metodologie utilizzate per calcolare i parametri della formula N – 1 (ad esempio  $D_{max}$ ) (per spiegazioni più dettagliate utilizzare un allegato);
- v) se lo Stato membro prevede di ricorrere a misure sul versante della domanda, calcolo della formula N – 1 tenendo conto di dette misure:
  - calcolo della formula N – 1 in conformità del punto 2 dell'allegato II;
  - descrizione dei valori utilizzati per tutti i parametri della formula N – 1, compresi i valori intermedi utilizzati per calcolarli (se diversi da quelli di cui al punto 3, lettera a), punto iii), del presente allegato;
  - indicazione delle eventuali metodologie utilizzate per calcolare i parametri della formula N – 1 (ad esempio  $D_{max}$ ) (per spiegazioni più dettagliate utilizzare un allegato);
  - illustrazione delle misure di mercato sul versante della domanda adottate/da adottare per compensare un'interruzione dell'approvvigionamento di gas e il loro impatto previsto ( $D_{eff}$ );

**▼B**

vi) ove concordato con le autorità competenti del gruppo o dei gruppi di rischio interessati o con gli Stati membri connessi direttamente, il calcolo congiunto o i calcoli congiunti della formula  $N - 1$ :

— calcolo della formula  $N - 1$  in conformità del punto 5 dell'allegato II;

— descrizione dei valori utilizzati per tutti i parametri della formula,  $N - 1$  compresi i valori intermedi utilizzati per calcolarli [se diversi da quelli di cui al punto 3, lettera a), punto iii)], del presente allegato;

— indicazione delle eventuali metodologie e ipotesi utilizzate per calcolare i parametri della formula  $N - 1$  (ad esempio  $D_{\max}$ ) (per spiegazioni più dettagliate utilizzare un allegato);

— illustrazione delle modalità concordate per garantire l'ottemperanza alla formula  $N - 1$ ;

b) capacità bidirezionale

i) Indicare i punti d'interconnessione dotati di capacità bidirezionale e la capacità massima dei flussi bidirezionali;

ii) Indicare le modalità che regolano l'uso della capacità di flusso inverso (ad esempio capacità interrompibile);

iii) Indicare i punti di interconnessione per i quali è stata accordata un'esenzione a norma dell'articolo 5, paragrafo 4, la durata dell'esenzione e i motivi per i quali è stata accordata.

#### 4. Conformità allo standard di approvvigionamento (articolo 6)

Descrivere le misure adottate per conformarsi allo standard di approvvigionamento nonché a qualsiasi aumento dello standard o obbligo supplementare imposti per ragioni di sicurezza dell'approvvigionamento di gas, specificando:

a) la definizione applicata di «clienti protetti», incluse le categorie di clienti che vi rientrano e il loro consumo annuo di gas (per categoria, valore netto e in percentuale del consumo finale nazionale annuo di gas).

b) i volumi di gas necessari a soddisfare lo standard di approvvigionamento in conformità degli scenari descritti all'articolo 6, paragrafo 1, primo comma;

c) la capacità necessaria a soddisfare lo standard di approvvigionamento in conformità degli scenari descritti all'articolo 6, paragrafo 1, primo comma;

d) la o le misure in atto per soddisfare lo standard di approvvigionamento, indicando:

i) la o le misure;

ii) i destinatari;

iii) laddove esista, la descrizione dell'eventuale sistema di monitoraggio ex ante della conformità allo standard di approvvigionamento;

iv) il regime di sanzioni, se applicabile;

**▼B**

- v) la descrizione, per ciascuna misura:
    - dell'impatto economico, dell'efficacia e dell'efficienza,
    - dell'impatto sull'ambiente,
    - dell'impatto sui consumatori;
  - vi) nel caso in cui siano applicate misure non di mercato (per ciascuna misura):
    - le ragioni per cui la misura è necessaria (ossia perché la sicurezza dell'approvvigionamento non possa essere ottenuta unicamente tramite misure di mercato),
    - le ragioni per cui la misura è proporzionata (ossia perché la misura non di mercato sia lo strumento meno restrittivo per conseguire l'effetto desiderato),
    - un'analisi dell'impatto di tale misura:
      - 1) sulla sicurezza dell'approvvigionamento di altri Stati membri;
      - 2) sul mercato nazionale;
      - 3) sul mercato interno;
  - vii) nel caso di misure introdotte il 1° novembre 2017, o successivamente, fornire una breve sintesi della valutazione d'impatto o un link alla pagina web in cui è pubblicata la valutazione d'impatto della o delle misure effettuata a norma dell'articolo 9, paragrafo 4;
- e) ove applicabile, eventuali aumenti dello standard o obblighi supplementari imposti per ragioni di sicurezza dell'approvvigionamento di gas, fornendo:
- i) la descrizione della o delle misure;
  - ii) il meccanismo per ripristinare i valori normali in uno spirito di solidarietà e conformemente all'articolo 13;
  - iii) ove applicabile, eventuali nuovi aumenti dello standard o obblighi supplementari imposti per ragioni di sicurezza dell'approvvigionamento di gas adottati il 1° novembre 2017, o successivamente,
  - iv) i destinatari;
  - v) i volumi e le capacità di gas interessati;
  - vi) in che modo tale misura soddisfa le condizioni di cui all'articolo 6, paragrafo 2.

**5. Misure preventive**

Descrivere le misure preventive adottate o da adottare:

- a) descrivere ciascuna misura preventiva adottata per ciascun rischio individuato in conformità della valutazione del rischio, indicando anche i seguenti elementi:
  - i) la dimensione regionale o nazionale;
  - ii) l'impatto economico, l'efficacia e l'efficienza;
  - iii) l'impatto sui clienti.

**▼B**

Se del caso, includere:

- le misure intese a rafforzare le interconnessioni tra Stati membri confinanti,
- le misure intese a diversificare le rotte del gas e le fonti di approvvigionamento,
- le misure intese a proteggere le infrastrutture principali importanti per la sicurezza dell'approvvigionamento in rapporto al controllo di soggetti di paesi terzi (comprese, se del caso, le normative generali o settoriali di studi di preinvestimento, i diritti speciali per taluni azionisti ecc.).

b) Descrivere le altre misure adottate a fini diversi dalla valutazione del rischio, ma con un impatto positivo sulla sicurezza dell'approvvigionamento del pertinente Stato membro del gruppo o dei gruppi di rischio.

c) Qualora siano applicate misure non di mercato (per ciascuna misura):

i) le ragioni per cui la misura è necessaria (ossia perché la sicurezza dell'approvvigionamento non possa essere ottenuta unicamente tramite misure di mercato);

ii) le ragioni per cui la misura è proporzionata (ossia perché la misura non di mercato sia lo strumento meno restrittivo per conseguire l'effetto desiderato);

iii) un'analisi dell'impatto di tale misura:

— le ragioni per cui la misura è necessaria (ossia perché la sicurezza dell'approvvigionamento non possa essere ottenuta unicamente tramite misure di mercato),

— le ragioni per cui la misura è proporzionata (ossia perché la misura non di mercato sia lo strumento meno restrittivo per conseguire l'effetto desiderato),

— un'analisi dell'impatto di tale misura:

1) sulla sicurezza dell'approvvigionamento di altri Stati membri;

2) sul mercato nazionale;

3) sul mercato interno;

4) spiegare se e come sono state prese in considerazione misure intese a migliorare l'efficienza, anche sul versante della domanda, per aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento;

5) spiegare se e come sono state prese in considerazione fonti rinnovabili di energia per aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento.

**6. Altri obblighi e misure (ad esempio, sicurezza del funzionamento del sistema)**

Descrivere le misure e gli obblighi imposti alle imprese di gas naturale e ad altri organismi pertinenti che possono avere un impatto sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas: ad esempio obblighi volti a garantire il funzionamento del sistema, specificando i soggetti su cui si ripercuotono tali obblighi, nonché i volumi di gas interessati. Spiegare con precisione quando e in che modo si applicano tali misure.

**▼B****7. Progetti di infrastrutture**

- a) descrivere i progetti infrastrutturali futuri, tra cui i progetti di interesse comune nei pertinenti gruppi di rischio, indicando anche il calendario previsto per la loro realizzazione, la capacità e l'impatto previsto sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas nel gruppo di rischio;
- b) indicare in che modo i progetti infrastrutturali tengono conto del piano decennale di sviluppo della rete elaborato a livello di Unione dall'ENTSOG in applicazione dell'articolo 8, paragrafo 10, del regolamento (CE) n. 715/2009.

**8. Obblighi di servizio pubblico inerenti alla sicurezza dell'approvvigionamento**

Indicare gli attuali obblighi di servizio pubblico inerenti alla sicurezza dell'approvvigionamento e descriverli brevemente (per spiegazioni più dettagliate utilizzare un allegato). Spiegare chiaramente chi deve adempiere a tale obbligo e in che modo. Se del caso, descrivere come e quando scattarebbero tali obblighi di servizio pubblico.

**9. Consultazione delle parti interessate**

Ai sensi dell'articolo 8, paragrafo 2, del presente regolamento descrivere il meccanismo e i risultati delle consultazioni effettuate ai fini dell'elaborazione del piano e del piano di emergenza, presso:

- a) le imprese del gas;
- b) le organizzazioni che rappresentano gli interessi delle famiglie;
- c) le organizzazioni che rappresentano gli interessi dei clienti industriali del gas, ivi compresi i produttori di energia elettrica;
- d) l'autorità nazionale di regolamentazione.

**10. Dimensione regionale**

Indicare le eventuali circostanze e misure nazionali inerenti alla sicurezza dell'approvvigionamento non contemplate nelle sezioni precedenti del piano.

Indicare in che modo le eventuali osservazioni ricevute a seguito della consultazione di cui all'articolo 8, paragrafo 2, sono state prese in considerazione.

**11.1. Calcolo della formula N – 1 a livello del gruppo di rischio ove concordato dalle autorità competenti del gruppo di rischio**

Formula N – 1

- a) individuazione dell'infrastruttura principale del gas d'interesse comune per il gruppo di rischio;
- b) calcolo della formula N – 1 a livello del gruppo di rischio;
- c) descrizione dei valori utilizzati per tutti i parametri della formula N – 1, compresi i valori intermedi utilizzati per il calcolo (ad esempio, per il parametro  $EP_m$  indicare la capacità di tutti i punti di entrata considerati);
- d) indicazione delle eventuali metodologie e ipotesi utilizzate per calcolare i parametri della formula N – 1 (ad esempio  $D_{max}$ ) (per spiegazioni più dettagliate utilizzare un allegato).

**11.2. Meccanismi di cooperazione**

Descrivere i meccanismi utilizzati per la cooperazione tra gli Stati membri nei pertinenti gruppi di rischio, segnatamente a fini di elaborazione delle misure transfrontaliere nel piano d'azione preventivo e nel piano di emergenza.

Descrivere i meccanismi utilizzati per la cooperazione con altri Stati membri a fini di concezione e adozione delle disposizioni necessarie per l'applicazione dell'articolo 13.

**▼B**

## 11.3. Misure preventive

Descrivere le misure preventive già predisposte o da adottare nel gruppo di rischio o a seguito di accordi regionali:

- a) descrivere ciascuna misura preventiva adottata per ciascun rischio individuato in conformità della valutazione del rischio, indicando anche i seguenti elementi:
  - i) l'impatto per gli Stati membri del gruppo di rischio;
  - ii) l'impatto economico, l'efficacia e l'efficienza;
  - iii) l'impatto sull'ambiente;
  - iv) l'impatto sui clienti.Se del caso, includere:
  - le misure intese a rafforzare le interconnessioni tra Stati membri confinanti,
  - le misure intese a diversificare le rotte del gas e le fonti di approvvigionamento,
  - le misure intese a proteggere le infrastrutture principali importanti per la sicurezza dell'approvvigionamento in rapporto al controllo di soggetti di paesi terzi (comprese, se del caso, le normative generali o settoriali di studi di preinvestimento, i diritti speciali per taluni azionisti ecc.);
- b) descrivere le altre misure adottate a fini diversi dalla valutazione del rischio, ma con un impatto positivo sulla sicurezza dell'approvvigionamento del gruppo di rischio;
- c) qualora siano applicate misure non di mercato (per ciascuna misura):
  - i) le ragioni per cui la misura è necessaria (ossia perché la sicurezza dell'approvvigionamento non possa essere ottenuta unicamente tramite misure di mercato);
  - ii) le ragioni per cui la misura è proporzionata (ossia perché la misura non di mercato sia lo strumento meno restrittivo per conseguire l'effetto desiderato);
  - iii) un'analisi dell'impatto di tale misura:
    - le ragioni per cui la misura è necessaria (ossia perché la sicurezza dell'approvvigionamento non possa essere ottenuta unicamente tramite misure di mercato),
    - le ragioni per cui la misura è proporzionata (ossia perché la misura non di mercato sia lo strumento meno restrittivo per conseguire l'effetto desiderato),
    - un'analisi dell'impatto di tale misura:
      - 1) sulla sicurezza dell'approvvigionamento di altri Stati membri;
      - 2) sul mercato nazionale;
      - 3) sul mercato interno;
- d) spiegare se e come sono state prese in considerazione misure intese a migliorare l'efficienza, anche sul versante della domanda, per aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento;
- e) spiegare se e come sono state prese in considerazione fonti rinnovabili di energia per aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento.

*ALLEGATO VII***Modello di piano di emergenza***Informazioni generali*

Nome dell'autorità competente responsabile della preparazione del piano <sup>(1)</sup>

**1. Definizione dei livelli di crisi**

- a) Indicare l'organismo responsabile della dichiarazione di ciascun livello di crisi e, per ciascun livello, le procedure che vigono per tale dichiarazione;
- b) laddove esistano, specificare gli eventuali indicatori o parametri utilizzati per valutare se un evento può causare un deterioramento significativo dell'approvvigionamento e per decidere in merito alla dichiarazione di un certo livello di crisi.

**2. Misure da adottare per livello di crisi <sup>(2)</sup>****2.1. Preallarme**

Descrivere le misure da applicare in questo livello, fornendo, per ciascuna misura:

- i) una breve descrizione della misura e dei principali soggetti coinvolti;
- ii) la descrizione della procedura da seguire, se del caso;
- iii) il contributo previsto della misura a fronte dell'impatto causato dall'evento o in preparazione ad esso;
- iv) i flussi di informazioni tra i soggetti coinvolti.

**2.2. Allarme**

a) descrivere le misure da applicare in questo livello, fornendo, per ciascuna misura:

- i) una breve descrizione della misura e dei principali soggetti coinvolti;
- ii) la descrizione della procedura da seguire, se del caso;
- iii) il contributo previsto della misura nella situazione corrispondente al livello di allarme;
- iv) i flussi di informazioni tra i soggetti coinvolti;

b) illustrare gli obblighi di comunicazione imposti alle imprese di gas naturale al livello di allarme.

<sup>(1)</sup> Qualora un'autorità competente abbia delegato questo compito, indicare il nome del o degli organi responsabili della preparazione della presente valutazione del rischio a nome di detta autorità.

<sup>(2)</sup> Includere misure regionali e nazionali.

**▼B**

## 2.3. Emergenza

- a) elencare le azioni predefinite sul versante dell'offerta e della domanda che permettono di rendere disponibile il gas in caso di emergenza, compresi gli accordi commerciali tra le parti coinvolte nelle azioni e, se del caso, i meccanismi di compensazione per le imprese di gas naturale;
- b) descrivere le misure di mercato applicabili in questo livello, fornendo, per ciascuna misura:
  - i) una breve descrizione della misura e dei principali soggetti coinvolti;
  - ii) la procedura da seguire;
  - iii) il contributo previsto della misura a mitigare la situazione corrispondente al livello di emergenza;
  - iv) i flussi di informazioni tra i soggetti coinvolti;
- c) descrivere le misure non di mercato in programma o da attuare al livello di emergenza, fornendo, per ciascuna misura:
  - i) una breve descrizione della misura e dei principali soggetti interessati;
  - ii) la valutazione della necessità della misura per far fronte alle crisi, specificando fino a che punto è necessaria;
  - iii) una descrizione dettagliata della procedura di attuazione della misura (ad esempio, cosa fa scattare la misura, chi prende la decisione);
  - iv) il contributo previsto della misura ad attenuare la situazione corrispondente al livello di emergenza a complemento delle misure di mercato;
  - v) la valutazione di altri effetti della misura;
  - vi) le ragioni per cui la misura è conforme alle condizioni di cui all'articolo 11, paragrafo 6;
  - vii) i flussi di informazioni tra i soggetti interessati;
- d) descrivere gli obblighi di comunicazione imposti alle imprese di gas naturale.

3. **Misure specifiche per l'energia elettrica e il teleriscaldamento**

- a) teleriscaldamento
  - i) descrivere brevemente l'impatto che potrebbe causare un'interruzione dell'approvvigionamento di gas nel settore del teleriscaldamento;
  - ii) indicare le misure e le azioni cui ricorrere per attenuare il potenziale impatto di un'interruzione dell'approvvigionamento di gas sul teleriscaldamento. Oppure indicare i motivi per cui non è opportuno adottare misure specifiche;

**▼B**

- b) approvvigionamento di energia elettrica prodotta dal gas
  - i) indicare brevemente l'impatto che potrebbe causare un'interruzione dell'approvvigionamento di gas nel settore dell'energia elettrica;
  - ii) indicare le misure e le azioni predisposte per limitare il potenziale impatto di un'interruzione dell'approvvigionamento di gas nel settore dell'energia elettrica. Oppure indicare i motivi per cui non è opportuno adottare misure specifiche;
  - iii) indicare i meccanismi o le disposizioni vigenti per garantire l'opportuno coordinamento, compreso lo scambio di informazioni, tra i soggetti principali dei settori del gas e dell'energia elettrica, in particolare i gestori dei sistemi di trasporto nei diversi livelli di crisi.

**4. Responsabile o squadra di gestione della crisi**

Indicare il responsabile incaricato di gestire la crisi e definirne il ruolo.

**5. Ruoli e responsabilità dei vari soggetti**

- a) per livello di crisi definire i ruoli e le responsabilità, incluse le interazioni con le autorità competenti e, se del caso, con l'autorità nazionale di regolamentazione, di:
  - i) imprese di gas naturale;
  - ii) clienti industriali;
  - iii) produttori di energia elettrica pertinenti;
- b) per livello di crisi definire i ruoli e le responsabilità delle autorità competenti e degli organi cui sono state delegate competenze.

**6. Misure in caso di indebito consumo dei clienti che non sono clienti protetti**

Descrivere le misure predisposte per evitare, per quanto possibile e senza mettere a rischio il funzionamento sicuro e affidabile del sistema del gas o creare situazioni non sicure, il consumo, da parte di clienti che non sono clienti protetti, dell'approvvigionamento di gas destinato ai clienti protetti nel corso di un'emergenza. Indicare la natura della misura (amministrativa, tecnica ecc.), i soggetti principali e le procedure da seguire.

**7. Prove di emergenza**

- a) indicare il calendario per le simulazioni delle risposte in tempo reale a situazioni di emergenza;
- b) indicare i soggetti coinvolti, le procedure e gli scenari concreti simulati di forte e medio impatto.

Per gli aggiornamenti del piano di emergenza: descrivere brevemente le prove effettuate da quando è stato presentato l'ultimo piano di emergenza e i risultati principali. Indicare quali misure sono state adottate a seguito di tali prove.

**8. Dimensione regionale****8.1. Misure da adottare per livello di crisi****8.1.1. Preallarme**

Descrivere le misure da applicare in questo livello, fornendo, per ciascuna misura:

**▼B**

- i) una breve descrizione della misura e dei principali soggetti coinvolti;
- ii) la descrizione della procedura da seguire, se del caso;
- iii) il contributo previsto della misura a fronte dell'impatto causato dall'evento o in preparazione ad esso;
- iv) i flussi di informazioni tra i soggetti coinvolti.

## 8.1.2. Allarme:

- a) descrivere le misure da applicare in questo livello, fornendo, per ciascuna misura:
  - i) una breve descrizione della misura e dei principali soggetti coinvolti;
  - ii) la descrizione della procedura da seguire, se del caso;
  - iii) il contributo previsto della misura a fronte dell'impatto causato dall'evento o in preparazione ad esso;
  - iv) i flussi di informazioni tra i soggetti coinvolti;
- b) illustrare gli obblighi di comunicazione imposti alle imprese di gas naturale a livello di allarme.

## 8.1.3. Livello di emergenza:

- a) elencare le azioni predefinite sul versante dell'offerta e della domanda che permettono di rendere disponibile il gas in caso di emergenza, compresi gli accordi commerciali tra le parti coinvolte nelle azioni e, se del caso, i meccanismi di compensazione per le imprese di gas naturale;
- b) descrivere le misure di mercato applicabili in questo livello, fornendo, per ciascuna misura:
  - i) una breve descrizione della misura e dei principali soggetti interessati;
  - ii) la procedura da seguire;
  - iii) il contributo previsto della misura a mitigare la situazione corrispondente al livello di emergenza;
  - iv) i flussi di informazioni tra i soggetti interessati;
- c) descrivere le misure non di mercato in programma o da attuare al livello di emergenza, fornendo, per ciascuna misura:
  - i) una breve descrizione della misura e dei principali soggetti interessati;
  - ii) la valutazione della necessità della misura per far fronte alle crisi, specificando fino a che punto è necessaria;

**▼B**

- iii) una descrizione dettagliata della procedura di attuazione della misura (ad esempio, cosa fa scattare la misura, chi prende la decisione);
  - iv) il contributo previsto della misura ad attenuare la situazione corrispondente al livello di emergenza a complemento delle misure di mercato;
  - v) la valutazione di altri effetti della misura;
  - vi) le ragioni per cui la misura è conforme alle condizioni di cui all'articolo 11, paragrafo 6;
  - vii) una descrizione dei flussi di informazioni tra i soggetti interessati;
- d) descrivere gli obblighi di comunicazione imposti alle imprese di gas naturale.
- 8.2. Meccanismi di cooperazione:
- a) descrivere, per ciascun livello di crisi: i meccanismi predisposti per cooperare all'interno di ciascuno dei gruppi di rischio interessati e garantire un coordinamento appropriato. Descrivere le procedure decisionali che innescano la reazione adeguata a livello regionale, se esistono e non sono state contemplate nel punto 2;
  - b) descrivere per ciascun livello di crisi i meccanismi predisposti per cooperare con gli altri Stati membri non appartenenti ai gruppi di rischio e coordinare le azioni.
- 8.3. Solidarietà tra gli Stati membri:
- a) descrivere le modalità concordate tra gli Stati membri direttamente connessi per garantire l'applicazione del principio di solidarietà di cui all'articolo 13;
  - b) ove applicabile, descrivere le modalità concordate tra gli Stati membri connessi l'un l'altro attraverso un paese terzo per garantire l'applicazione del principio di solidarietà di cui all'articolo 13.

*ALLEGATO VIII***Elenco delle misure non di mercato per la sicurezza dell'approvvigionamento di gas**

Quando elabora il piano d'azione preventivo e il piano di emergenza, l'autorità competente prende in considerazione il contributo del seguente elenco indicativo e non esaustivo di misure solo nel caso di un'emergenza:

- a) misure sul versante dell'offerta:
  - ricorso allo stoccaggio strategico del gas,
  - ricorso obbligatorio alle scorte di combustibili alternativi (ad esempio, in conformità della direttiva 2009/119/CE del Consiglio <sup>(1)</sup>),
  - ricorso obbligatorio all'energia elettrica prodotta da fonti diverse dal gas,
  - aumento obbligatorio dei livelli di produzione di gas,
  - prelievo obbligatorio dallo stoccaggio;
- b) misure a livello della domanda:
  - riduzione obbligatoria della domanda sotto varie forme, tra cui:
    - cambiamento obbligatorio del combustibile,
    - ricorso obbligatorio a contratti interrompibili, ove questa misura non sia utilizzata appieno nell'ambito delle misure di mercato,
    - riduzione obbligatoria del carico fisso.

---

<sup>(1)</sup> Direttiva 2009/119/CE del Consiglio, del 14 settembre 2009, che stabilisce l'obbligo per gli Stati membri di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio greggio e/o di prodotti petroliferi (GU L 265 del 9.10.2009, pag. 9).



## ALLEGATO IX

## Tavola di concordanza

Regolamento (UE) n. 994/2010	Presente regolamento
Articolo 1	Articolo 1
Articolo 2	Articolo 2
Articolo 3	Articolo 3
Articolo 6	Articolo 5
Articolo 8	Articolo 6
Articolo 9	Articolo 7
Articolo 4	Articolo 8
Articolo 5	Articolo 9
Articolo 10	Articolo 10
Articolo 10	Articolo 11
Articolo 11	Articolo 12
—	Articolo 13
Articolo 13	Articolo 14
Articolo 12	Articolo 4
—	Articolo 15
—	Articolo 16
Articolo 14	Articolo 17
—	Articolo 18
—	Articolo 19
Articolo 16	Articolo 20
Articolo 15	Articolo 21
Articolo 17	Articolo 22
Allegato I	Allegato II
Articolo 7	Allegato III
Allegato IV	Allegato I
—	Allegato IV
—	Allegato V
—	Allegato VI
—	Allegato VII
Allegato II	—
Allegato III	Allegato VIII
—	Allegato IX