|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **TABEL DE CONCORDANȚĂ**  **la proiectul legii pentru modificarea Legii nr.108/2016 cu privire la gazele naturale** | | | | | | |
| **1** | **Titlul actului Uniunii Europene, inclusiv cele mai recente amendamente incluse:**  **Regulamentul (UE) 2017/1938 al Parlamentului European și al Consiliului din 25 octombrie 2017 privind măsurile de garantare a siguranței furnizării de gaze și de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 994/2010, publicat în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene nr L 280 din 28 octombrie 2017**  Astfel cum a fost modificat prin:   |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | | **M1** | REGULAMENTUL DELEGAT (UE) 2022/517 AL COMISIEI din 18 noiembrie 2021 |  |  |  | | **M2** | REGULAMENTUL (UE) 2022/1032 AL PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI AL CONSILIULUI  din 29 iunie 2022 |  |  |  |   *Remarcă:* Consiliul Ministerial al Comunității Energetice prin Decizia nr.2021/15/MC-EnC din 30 noiembrie 2015 și Decizia nr.2022/01/MC-EnC din 30 septembrie 2022, a decis cu privire la includerea în acquis-ul Tratatului Comunității Energetice a *Regulamentului UE 2017/1938*  Prevederile *Regulamentului UE 2017/1938*, urmează a fi transpuse în cadrul normativ național prin act subordonat legii. În acest sens, în proces de definitivare este proiectul hotărârii Guvernului pentru aprobarea Regulamentului privind situațiile excepționale în sectorul gazelor naturale și a Planului de acțiuni pentru situații excepționale în sectorul gazelor naturale | | | | | |
| **2** | **Titlul proiectului de act normativ național: *Proiectul legii pentru modificarea Legii nr.108/2016 cu privire la gazele naturale*** | | | | | |
| **3** | **Gradul general de compatibilitate: *Parțial compatibil*** | | | | | |
| **Actul Uniunii Europene** | | **Proiectul de act normativ național** | **Gradul de compatibilitate** | **Diferențele** | **Observațiile** | **Autoritatea/ persoana responsabilă** |
| 4 | | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** |
| **Articolul 1**  **Obiect**  Prezentul regulament stabilește dispoziții care vizează garantarea siguranței furnizării de gaze prin asigurarea funcționării corecte și continue a pieței interne a gazelor naturale (denumite în continuare „gaze”), permițând aplicarea unor măsuri excepționale atunci când piața nu mai este în măsură să furnizeze cantitățile de gaze necesare, inclusiv a unei măsuri de solidaritate de ultimă instanță, și stabilind o definiție și o atribuire clară a responsabilităților între întreprinderile din sectorul gazelor naturale, statele membre și Uniune, atât în ceea ce privește acțiunile preventive, cât și reacția la perturbările efective ale furnizării. Prezentul regulament stabilește, de asemenea, mecanisme transparente, în spiritul solidarității, privind coordonarea planificării de măsuri și de reacții în cazul unor situații de urgență la nivel național, al regiunilor și al Uniunii. | |  |  | Prevederile acestui articol vor fi transpuse în legislația națională prin act normativ subordonat legii | Articol modificat în versiunea adaptată conform Deciziilor Consiliului Ministerial nr. nr.2021/15/MC-EnC și nr.2022/01/MC-EnC., a se vedea textul articolului în limba engleză:  ***Article 1***  **Subject matter**    **This Regulation lays down rules for cooperation between Contracting Parties with a view to preventing, mitigating and managing gas crises in full regard for the requirements of a competitive single market for gas.** | Ministerul Energiei,  ANRE |
| **Articolul 2**  **Definiții**  În sensul prezentului regulament se aplică următoarele definiții:  1. „siguranță” înseamnă siguranță astfel cum este definită la articolul 2 punctul 32 din Directiva 2009/73/CE;  2. „client” înseamnă client astfel cum este definit la articolul 2 punctul 24 din Directiva 2009/73/CE;  3. „client casnic” înseamnă client casnic astfel cum este definit la articolul 2 punctul 25 din Directiva 2009/73/CE;  4. „serviciu social esențial” înseamnă un serviciu în legătură cu asistența medicală, asistența socială esențială, de urgență, de securitate, cu educația sau cu administrația publică;  5. „client protejat” înseamnă un client casnic care este racordat la o rețea de distribuție a gazelor; în plus, în cazul în care statul membru în cauză decide astfel, această definiție mai poate cuprinde una sau mai multe dintre entitățile următoare, cu condiția ca întreprinderile sau serviciile menționate la literele (a) și (b) să nu reprezinte, împreună, mai mult de 20 % din consumul final total anual de gaze din statul membru respectiv:  (a) o întreprindere mică sau mijlocie, cu condiția să fie racordată la o rețea de distribuție a gazelor;  (b) un serviciu social esențial, cu condiția să fie racordat la o rețea de distribuție sau de transport de gaze;  (c) o instalație de termoficare, în măsura în care aceasta furnizează energie termică clienților casnici, întreprinderilor mici sau mijlocii sau serviciilor sociale esențiale, cu condiția ca o astfel de instalație să nu poată funcționa cu alți combustibili decât gazele.  6. „client protejat în virtutea principiului solidarității” înseamnă un client casnic care este racordat la o rețea de distribuție a gazelor și, în plus, poate include una sau ambele elemente următoare:  (a) o instalație de termoficare, dacă are statutul de client protejat în statul membru relevant și numai în măsura în care furnizează energie termică gospodăriilor sau altor servicii sociale esențiale decât serviciile educaționale și de administrație publică;  (b) un serviciu social esențial, dacă are statutul de client protejat în statul membru în cauză, altul decât serviciile educaționale și de administrație publică;  7. „autoritate competentă” înseamnă o autoritate guvernamentală națională sau o autoritate națională de reglementare desemnată de un stat membru pentru a asigura punerea în aplicare a măsurilor prevăzute în prezentul regulament;  8. „autoritate națională de reglementare” înseamnă o autoritate națională de reglementare desemnată în conformitate cu articolul 39 alineatul (1) din Directiva 2009/73/CE;  9. „întreprindere din sectorul gazelor naturale” înseamnă o întreprindere din sectorul gazelor naturale astfel cum este definită la articolul 2 punctul 1 din Directiva 2009/73/CE;  10. „contract de furnizare de gaze” înseamnă un contract de furnizare de gaze astfel cum este definit la articolul 2 punctul 34 din Directiva 2009/73/CE;  11. „transport” înseamnă un transport astfel cum este definit la articolul 2 punctul 3 din Directiva 2009/73/CE;  12. „operator de transport și de sistem” înseamnă un operator de transport și de sistem astfel cum este definit la articolul 2 punctul 4 din Directiva 2009/73/CE;  13. „distribuție” înseamnă distribuție astfel cum este definită la articolul 2 punctul 5 din Directiva 2009/73/CE;  14. „operator de distribuție” înseamnă un operator de distribuție astfel cum este definit la articolul 2 punctul 6 din Directiva 2009/73/CE;  15. „conductă de interconexiune” înseamnă o conductă de interconexiune astfel cum este definită la articolul 2 punctul 17 din Directiva 2009/73/CE;  16. „coridoare de furnizare de urgență” înseamnă rute de furnizare cu gaze ale Uniunii care ajută statele membre să atenueze mai eficient efectele unei potențiale perturbări a furnizării sau a infrastructurii;  17. „capacitate de înmagazinare” înseamnă capacitatea de înmagazinare astfel cum este definită la articolul 2 punctul 28 din Regulamentul (CE) nr. 715/2009;  18. „capacitate tehnică” înseamnă capacitatea tehnică astfel cum este definită la articolul 2 punctul 18 din Regulamentul (CE) nr. 715/2009;  19. „capacitate fermă” înseamnă capacitatea fermă astfel cum este definită la articolul 2 punctul 16 din Regulamentul (CE) nr. 715/2009;  20. „capacitate întreruptibilă” înseamnă capacitatea întreruptibilă astfel cum este definită la articolul 2 punctul 13 din Regulamentul (CE) nr. 715/2009;  21. „capacitate a instalației GNL” înseamnă capacitatea instalației GNL astfel cum este definită la articolul 2 punctul 24 din Regulamentul (CE) nr. 715/2009;  22. „instalație GNL” înseamnă o instalație GNL astfel cum este definită la articolul 2 punctul 11 din Directiva 2009/73/CE;  23. „instalație de înmagazinare” înseamnă o instalație de înmagazinare astfel cum este definită la articolul 2 punctul 9 din Directiva 2009/73/CE;  24. „sistem” înseamnă un sistem astfel cum este definit la articolul 2 punctul 13 din Directiva 2009/73/CE;  25. „utilizator de sistem” înseamnă un utilizator de sistem astfel cum este definit la articolul 2 punctul 23 din Directiva 2009/73/CE;  26. „serviciu de sistem” înseamnă un serviciu de sistem astfel cum este definit la articolul 2 punctul 14 din Directiva 2009/73/CE;  27. „traiectorie de constituire de stocuri” înseamnă o serie de obiective intermediare pentru instalațiile de înmagazinare subterană a gazelor pentru fiecare stat membru, astfel cum sunt enumerate în anexa Ia pentru 2022, și, pentru anii următori, stabilite în conformitate cu articolul 6a;  28. „obiectiv de constituire de stocuri” înseamnă un obiectiv obligatoriu privind nivelul de stocuri pentru capacitatea agregată a instalațiilor de înmagazinare subterană a gazelor;  29. „înmagazinare strategică” înseamnă înmagazinarea subterană sau o parte din înmagazinarea subterană a gazelor naturale nelichefiate care sunt achiziționate, gestionate și înmagazinate de operatorii de transport și de sistem, de o entitate desemnată de statele membre sau de o întreprindere, și care pot fi eliberate numai după o notificare prealabilă sau obținerea unei autorizații de eliberare din partea autorității publice și care sunt, în general, eliberate în cazul:  (a) unui deficit major de furnizare;  (b) unei perturbări a furnizării; sau  (c) unei declarații de situație de urgență, astfel cum este menționată la articolul 11 alineatul (1) litera (c);  30. „stoc de echilibrare” înseamnă gaze naturale nelichefiate care sunt:  (a) achiziționate, gestionate și înmagazinate în subteran de către operatorii de transport și de sistem sau de către o entitate desemnată de statul membru exclusiv pentru îndeplinirea funcțiilor de operatori de transport și de sistem și de asigurare a siguranței furnizării de gaze; și  (b) expediate numai în cazul în care acest lucru este necesar pentru menținerea în funcțiune a sistemului în condiții de siguranță și fiabilitate, în conformitate cu articolul 13 din Directiva 2009/73/CE și cu articolele 8 și 9 din Regulamentul (UE) nr. 312/2014;  31. „instalație de înmagazinare subterană a gazelor” înseamnă o instalație de înmagazinare, astfel cum este definită la articolul 2 punctul 9 din Directiva 2009/73/CE, care este utilizată pentru înmagazinarea gazelor naturale, inclusiv pentru stocul de echilibrare, și care este conectată la un sistem de transport sau de distribuție, cu excepția rezervoarelor sferice supraterane sau a volumului de gaze existent în sistemul de transport și distribuție. | | În cuprinsul legii, cuvintele ,,depozit de stocare” și ”operator al depozitului de stocare” la orice formă gramaticală, se substituie cu cuvintele ,,instalație de stocare”, respectiv ”operator al instalației de stocare” la forma gramaticală corespunzătoare.  La articolul 4 alineatul (1) litera k), cuvintele ,,depozitelor artificiale de stocare a gazelor naturale” se substituie cu cuvintele ,,instalațiilor de stocare”.  La articolul 56,  la alineatul (3), textul ,,Regulamentul privind depozitul de stocare a gazelor naturale” se substituie cu textul ,,Regulamentul privind instalația de stocare”;  la alineatul (4), cuvintele ,,acestui depozit” se substituie cu cuvintele ,,acestei instalații de stocare”.  La articolul 58 alineatul (5), textul ,,unui nou depozit” se substituie cu textul ,,unei noi instalații”.  La articolul 107 alineatul (1) litera e), textul ,,depozitele de stocare a gazelor naturale” se substituie cu cuvintele ,,instalațiile de stocare”.  ,,*obiectiv de creare a stocurilor de gaze naturale* - obiectiv obligatoriu privind nivelul de stocuri de gaze naturale raportat la capacitatea agregată a instalațiilor de stocare subterană, stabilit pentru țările părți ale Comunității Energetice sau pentru statele membre ale Uniunii Europene în care există instalații de stocare subterană;”;  *”stoc de securitate* - cantitate de gaze naturale nelichefiate stocate în instalații de stocare subterane care sunt achiziționate, gestionate și stocate de entitatea desemnată conform art. 1081, și care pot fi utilizate în condițiile stabilite la alin. (8) din articolul menționat;”.  La articolul 1081,  în denumire, cuvintele ,,stocurilor de gaze naturale necesare pentru asigurarea securității aprovizionării cu gaze naturale” se substituie cu cuvintele ,,stocurilor de securitate”;  la alineatul (1), cuvintele ,,stocuri de gaze naturale” se substituie cu cuvintele ,,stocuri de securitate”, iar textul ,,Stocurile de gaze naturale pentru asigurarea securității aprovizionării cu gaze naturale (în continuare – *stocuri de securitate*)” se substituie cu cuvintele ,,Stocurile de securitate”;  la alineatul (3), cuvintele ,,depozitelor de stocare” se substituie cu cuvintele ,,instalațiilor de stocare”;  alineatul (5) se completează cu următorul text: ,,Hotărârile Agenției cu privire la contribuțiile financiare se aprobă în regim de urgență, în conformitate cu articolul 9 alin.(7).”;  alineatul (8) va avea următorul cuprins:,, (8) Gazele naturale care fac obiectul stocurilor de securitate se utilizează, total sau parțial, în baza deciziei Comisiei pentru Situații Excepționale a Republicii Moldova, în cazul constatării situației de alertă sau de urgență în conformitate cu Regulamentul privind situațiile excepționale în sectorul gazelor naturale, sau declararea stării de urgență de către Parlament în conformitate cu art. 12 din Legea nr. 212/2004 privind regimul stării de urgență, de asediu și de război.”;  se completează cu alineatul (12) cu următorul cuprins:  ,,(12) Entitatea pentru crearea și menținerea stocurilor de securitate este obligată să țină evidența separată a tranzacțiilor încheiate în legătură cu crearea și menținerea stocurilor de securitate și să informeze Guvernul și Agenția în legătură cu fiecare tranzacție încheiată, cu prezentarea documentelor aferente la cererea acestora. Informațiile privind tranzacțiile încheiate vor include: cantitatea gazelor naturale procurate, prețul de achiziție, vânzătorul, acordurile aferente privind stocarea și livrarea gazelor naturale, alte date relevante.”.  ,,*stoc de echilibrare* – cantitate de gaze naturale nelichefiate care sunt:  a) achiziționate, gestionate și stocate în instalații de stocare subterană de către operatorii sistemelor de transport sau de o entitate desemnată exclusiv pentru îndeplinirea funcțiilor sale și pentru asigurarea securității aprovizionării cu gaze naturale; și  b) utilizate numai în cazul în care acest lucru este necesar pentru menținerea în funcțiune a sistemului de gaze naturale în condiții de siguranță și fiabilitate;  ,,*instalație de stocare subterană* – instalație de stocare care este deținută și/sau exploatată de o întreprindere de gaze naturale și care este utilizată pentru stocarea gazelor naturale, inclusiv a stocurilor de echilibrare și care este conectată la o rețea de transport sau de distribuție, cu excepția rezervoarelor sferice supraterane sau a stocării în conductă;”; | Compatibil  Compatibil  Compatibil  Compatibil  Compatibil | Prevederile acestui articol vor fi transpuse în legislația națională prin act normativ subordonat legii.  Totodată, remarcăm că unele definiții sunt deja transpuse în legislația națională, potrivit art.2 din Legea nr.108/2016 cu privire la gazele naturale și anume definițiile de ”siguranță” (a se vedea definiția noțiunii de ”securitate”), ”client” (a se vedea definiția noțiunii de ”consumator”), ”client casnic” (a se vedea definiția noțiunii de ”consumator casnic”), ”client protejat” (a se vedea definiția noțiunii de ”consumator protejat”), ”întreprindere din sectorul gazelor naturale” (a se vedea definiția noțiunii de ”întreprindere de gaze naturale”), „contract de furnizare de gaze” (a se vedea definiția noțiunii de ”contract de furnizare a gazelor naturale”), „transport” (a se vedea definiția noțiunii de ”transport al gazelor naturale”), „operator de transport și de sistem” (a se vedea definiția noțiunii de ”operator al sistemului de transport”), ”distribuție” (a se vedea definiția noțiunii de ”distribuție a gazelor naturale”), ”operator de distribuție” (a se vedea definiția noțiunii de ”operator al sistemului de distribuție”), conductă de interconexiune” (a se vedea definiția noțiunii de ”interconexiune”), capacitate tehnică (a se vedea definiția noțiunii de ”capacitate tehnică”), „capacitate fermă” (a se vedea definiția noțiunii de ”capacitate fermă”), „capacitate fermă” (a se vedea definiția noțiunii de ”capacitate întreruptibilă”), ”sistem” (a se vedea definiția noțiunii de ”sistem de gaze naturale”), ”utilizator de sistem” a se vedea definiția noțiunii de ”utilizator de sistem) și ”serviciu de sistem” a se vedea definiția de ”servicii de sistem”. Totodată, cu privire la noțiunea de ”autoritate competentă” în conformitate cu prevederile art. 4 coroborat cu art. 103 – 1081 din Legea nr. 108/2016, precum și art. 4 alin. (1) lit. (e) și art. 5 alin. (1) lit. (f) din Lega nr.174/2017 cu privire la energetică, Guvernul este autoritatea învestită cu funcția de a asigura securitatea energetică a statului, exercitând-uși funcția prin intermediul organului central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii și al Comisiei pentru Situații excepționale. De asemenea, în conformitate cu art. 7 și art. 105/2 ANRE urmează să contribuie la securitatea aprovizionării cu gaze naturale, colaborând cu Guvernul, organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii și Comisia pentru Situații Excepționale. De menționat și că noțiunile cu privire la GNL nu au fost introduse în Legea nr. 108/2016, întrucât la moment în Republica Moldova nu există instalații GNL. | Noțiunile transpuse sunt adaptate conform Deciziilor Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC și nr.2022/01/MC-EnC, a se vedea textul articolului în limba engleză:  ***Article 2***  **Definitions**  For the purposes of this Regulation, the following definitions apply:  (1) ‘security’ means security as defined in point 32 of Article 2 of Directive 2009/73/EC, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**;  (2) ‘customer’ means customer as defined in point 24 of Article 2 of Directive 2009/73/EC, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**;  (3) ‘household customer’ means household customer as defined in point 25 of Article 2 of Directive 2009/73/EC, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-En**C;  (4) ‘essential social service’ means a service related to healthcare, essential social care, emergency, security, education or public administration;  (5) ‘protected customer’ means a household customer who is connected to a gas distribution network and, in addition, where the **Contracting Party** concerned so decides, may also mean one or more of the following, provided that enterprises or services as referred to in points (a) and (b) do not, jointly, represent more than 20 % of the total annual final gas consumption in that **Contracting Party**:  a) a small or medium-sized enterprise, provided that it is connected to a gas distribution network;  b) an essential social service, provided that it is connected to a gas distribution or transmission network;  c) a district heating installation to the extent that it delivers heating to household customers, small or medium-sized enterprises, or essential social services, provided that such installation is not able to switch to other fuels than gas;  (6)<…>  (7) ‘competent authority’ means a national governmental authority or a national regulatory authority designated by a **Contracting Party** to ensure the implementation of the measures provided for in this Regulation;  (8) ‘national regulatory authority’ means a national regulatory authority designated in accordance with Article 39(1) of Directive 2009/73/EC, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**;  (9) ‘natural gas undertaking’ means natural gas undertaking as defined in point 1 of Article 2 of Directive 2009/73/EC, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**;  (10) ‘gas supply contract’ means gas supply contract as defined in point 34 of Article 2 of Directive 2009/73/ EC, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**;  (11) ‘transmission’ means transmission as defined in point 3 of Article 2 of Directive 2009/73/EC, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**;  (12) ‘transmission system operator’ means transmission system operator as defined in point 4 of Article 2 of Directive 2009/73/EC, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**;  (13) ‘distribution’ means distribution as defined in point 5 of Article 2 of Directive 2009/73/EC, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**;  (14) ‘distribution system operator’ means distribution system operator as defined in point 6 of Article 2 of Directive 2009/73/EC**, as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**;  (15) ‘interconnector’ means interconnector as defined in point 17 of Article 2 of Directive 2009/73/EC, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**; (16) <…>  (17) ‘storage capacity’ means storage capacity as defined in point 28 of Article 2 of Regulation (EC) No 715/2009, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**;  (18) ‘technical capacity’ means technical capacity as defined in point 18 of Article 2 of Regulation (EC) No 715/2009, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**;  (19) ‘firm capacity’ means firm capacity as defined in point 16 of Article 2 of Regulation (EC) No 715/2009, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**;  (20) ‘interruptible capacity’ means interruptible capacity as defined in point 13 of Article 2 of Regulation (EC) No 715/2009, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**;  (21) ‘LNG facility capacity’ means LNG facility capacity as defined in point 24 of Article 2 of Regulation (EC) No 715/2009, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**;  (22) ‘LNG facility’ means LNG facility as defined in point 11 of Article 2 of Directive 2009/73/EC, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**;  (23) ‘storage facility’ means storage facility as defined in point 9 of Article 2 of Directive 2009/73/EC, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**;  (24) ‘system’ means system as defined in point 13 of Article 2 of Directive 2009/73/EC **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**;  (25) ‘system user’ means system user as defined in point 23 of Article 2 of Directive 2009/73/EC **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**;  (26) ‘ancillary services’ means ancillary services as defined in point 14 of Article 2 of Directive 2009/73/EC **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**;.  (27) **‘Security of Supply Coordination Group’ is the group established by Procedural Act 2008/02/MC-EnC of 11 December 2008 as amended by Procedural Act 2021/03/MC-EnC**.  (28) ‘filling trajectory’ means a series of intermediate targets for the underground gas storage facilities of each **Contracting Party**, as listed in Annex Ia for 2022 and, for the following years, set in accordance with Article 6a;  (29) ‘filling target’ means a binding target for the filling level of the aggregated capacity of the underground gas storage facilities  (30) ‘strategic storage’ means underground storage or part of underground storage of non-liquefied natural gas which is purchased, managed and stored by transmission systems operators, an entity designated by the **Contracting Parties** or an undertaking, and which may be released only after prior notification or public authority authorisation for release, and is generally released in case of: a) major supply scarcity; b) a supply disruption; or c) the deceleration of an emergency as referred to in Article 11(1), point (c).  (31) ‘balancing stock’ means non-liquefied natural gas which is:  a) purchased, managed and stored underground by transmission system operators or by an entity designated by the **Contracting Party**, for the sole purposes of carrying out the functions of transmission system operators and of the security gas supply; and  b) dispatched only where required to keep the system in operation under secure and reliable conditions in accordance with Article 13 of Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC** and with Articles 8 and 9 of Commission Regulation (EU) 312/2014 **as adapted and adopted by Permanent High-Level Group Decision 2019/01/PHLG-EnC**;  (32) ‘underground gas storage facility’ means a storage facility as defined in Article 2, point (9), of Directive 2009/73/EC **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**, that is used for the stocking of natural gas, including balancing stock, and that is connected to a transmission or distribution system, excluding above ground spherical or linepack storage . | Ministerul Energiei,  ANRE |
| **Articolul 3**  **Responsabilitatea pentru siguranța furnizării de gaze**  (1)  Siguranța furnizării de gaze este responsabilitatea partajată care le revine întreprinderilor din sectorul gazelor naturale, statelor membre, îndeosebi prin intermediul autorităților lor competente, și Comisiei, corespunzător domeniilor fiecărora de activitate și de competență.  (2)   Fiecare stat membru desemnează o autoritate competentă. Autoritățile competente cooperează între ele în ceea ce privește punerea în aplicare a prezentului regulament. Statele membre pot autoriza autoritatea competentă să delege altor organisme sarcini specifice prevăzute în prezentul regulament. În cazul în care autoritățile competente deleagă sarcina declarării oricăruia dintre nivelurile de criză menționate la articolul 11 alineatul (1), pot delega această sarcină doar către o autoritate publică, un operator de transport și de sistem sau un operator de distribuție. Sarcinile delegate sunt îndeplinite sub supravegherea autorității competente și sunt specificate în planul de acțiuni preventive și în planul de urgență.  (3)   Fiecare stat membru notifică de îndată Comisiei și face publice denumirea autorității sale competente și orice modificare aferentă.  (4)   La punerea în aplicare a măsurilor prevăzute în prezentul regulament, fiecare autoritate competentă stabilește rolurile și responsabilitățile diferiților actori vizați, în așa fel încât să garanteze o abordare pe trei niveluri, care implică în primul rând industria și întreprinderile relevante din sectorul gazelor naturale, întreprinderile din domeniul energiei electrice, acolo unde este cazul, în al doilea rând statele membre la nivel național sau regional și, în al treilea rând, Uniunea.  (5)   Comisia coordonează acțiunile autorităților competente la nivel regional și la nivelul Uniunii, în temeiul prezentului regulament, între altele prin intermediul GCG sau, în special în cazul unei urgențe la nivel regional sau la nivelul Uniunii în temeiul articolului 12 alineatul (1), prin intermediul grupului de gestionare a crizei menționat la articolul 12 alineatul (4).  (6)   În eventualitatea unei situații de urgență la nivel regional sau la nivelul Uniunii, operatorii de transport și de sistem cooperează și fac schimb de informații folosind Sistemul ReCo pentru Gaze instituit de ENTSOG. ENTSOG informează în acest sens Comisia și autoritățile competente ale statelor membre în cauză.  (7)   În conformitate cu articolul 7 alineatul (2), riscurile transnaționale majore pentru siguranța furnizării de gaze în Uniune trebuie identificate și trebuie stabilite, pe baza acestora, grupuri de risc. Respectivele grupuri de risc servesc drept fundament pentru consolidarea cooperării regionale în vederea sporirii siguranței furnizării de gaze și fac posibil ca toate statele membre în cauză care fac parte din grupurile de risc și din afara acestora să ajungă la un acord privind măsuri transfrontaliere adecvate și eficace de-a lungul coridoarelor de furnizare în caz de urgență.  Lista acestor grupuri de risc și componența acestora figurează în anexa I. Componența grupurilor de risc nu împiedică desfășurarea oricărei alte forme de cooperare regională în beneficiul siguranței furnizării.  (8)   Comisia este împuternicită să adopte acte delegate în conformitate cu articolul 19 pentru a actualiza componența grupurilor de risc prevăzute în anexa I prin modificarea anexei respective pentru ca să reflecte evoluția riscurilor transnaționale majore la adresa siguranței furnizării de gaze în Uniune și impactul acestei evoluții asupra statelor membre, ținând cont de rezultatele simulărilor la nivelul Uniunii ale scenariilor de perturbare a furnizării de gaze și a infrastructurii efectuate de ENTSOG, în conformitate cu articolul 7 alineatul (1). Înainte de a proceda la actualizare, Comisia consultă GCG în cadrul prevăzut la articolul 4 alineatul (4) cu privire la proiectul de actualizare. | | Articolul 104 a fost completat cu alin. (6), cu următorul cuprins:  “Guvernul poate să delege autorităților publice, operatorilor de sistem și altor entități sarcini prevăzute în Regulamentul privind situațiile excepționale în sectorul gazelor naturale. Sarcinile delegate se execută sub supravegherea organului central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii și se precizează în Planul de acțiuni pentru situații excepționale în sectorul gazelor naturale.” | Compatibil | Prevederile articolului 3 sunt transpuse la art. art. 4, alin. (1), lit. e) și n), alin. (2), art. 7, alin. (41), art. 103, alin. (2) - (22), la art. 104, alin. (1), art. 105 - art. 1052, art. 107 și art. 108. | Articol modificat în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC, a se vedea textul articolului în limba engleză:  ***Article 3***  **Responsibility for the security of gas supply**  1. The security of gas supply shall be the shared responsibility of natural gas undertakings, **Contracting Parties**, in particular through their competent authorities, and the **Energy Community Secretariat**, within their respective areas of activity and competence.  2. Each **Contracting Party** shall designate a competent authority. The competent authorities shall cooperate with each other in the implementation of this Regulation. **Contracting Parties** may allow the competent authority to delegate specific tasks set out in this Regulation to other bodies. Where competent authorities delegate the task of declaring any of the crisis levels referred to in Article 11(1), they shall do  so only to a public authority, a transmission system operator or a distribution system operator. Delegated  tasks shall be performed under the supervision of the competent authority and shall be specified in the preventive action plan and in the emergency plan.  3. Each **Contracting Party** shall, without delay, notify the **Energy Community Secretariat**, and make public, the name of its competent authority and any changes thereto.  4. When implementing the measures provided for in this Regulation, the competent authority shall establish the roles and responsibilities of the different actors concerned in such a way as to ensure a **two-l**evel approach which involves, first, the relevant natural gas undertakings, electricity undertakings where appropriate, and industry, and **second, Contracting Parties** at national level **<…>.**  5. The **Energy Community Secretariat** shall coordinate the action of the competent authorities, pursuant to this Regulation, inter alia, through the **Security of Supply Coordination Group**.  6. **<…>**  7. **<…>**  8. **<…>** | Ministerul Energiei,  ANRE |
| **Articolul 4**  **Grupul de coordonare pentru gaz**  (1)   Se instituie un Grup de coordonare pentru gaz (GCG) pentru a facilita coordonarea măsurilor privind siguranța furnizării de gaze. GCG este compus din reprezentanți ai statelor membre, în special reprezentanți ai autorităților competente ale acestora, precum și din reprezentanți ai Agenției pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (denumită în continuare „agenția”), ai ENTSOG, ai organelor reprezentative ale sectorului și ai clienților relevanți. Comisia, consultându-se cu statele membre, decide alcătuirea GCG, asigurând reprezentativitatea totală a acestuia. Comisia prezidează GCG. GCG își adoptă propriul regulamentul de procedură.  (2)   GCG este consultat și asistă Comisia, în special în ceea ce privește următoarele probleme:  (a) siguranța furnizării de gaze, în orice moment și în special în situații de urgență;  (b) toate informațiile relevante pentru siguranța furnizării de gaze la nivel național, regional și la nivelul Uniunii;  (c) cele mai bune practici și eventuale orientări pentru toate părțile implicate;  (d) nivelul de siguranță a furnizării de gaze, valorile de referință și metodologiile de evaluare;  (e) scenariile la nivel național, regional și la nivelul Uniunii și testarea nivelurilor de pregătire;  (f) evaluarea planurilor de acțiuni preventive și a planurilor de urgență, a coerenței diferitelor planuri, precum și a implementării măsurilor prevăzute de acestea;  (g) coordonarea măsurilor de gestionare a unei situații de urgență în Uniune cu părțile contractante la Comunitatea Energiei și cu alte țări terțe;  (h) asistența de care au nevoie statele membre cele mai afectate.  (3)  Comisia convoacă GCG în mod regulat și îi comunică acestuia informațiile primite de la autoritățile competente, păstrând confidențialitatea informațiilor sensibile din punct de vedere comercial.  (4)   Comisia poate convoca GCG, într-un format restrâns la reprezentanții statelor membre și, în special, ai autorităților lor competente. Comisia convoacă GCG, în acest format restrâns la cererea unuia sau mai multor reprezentanți ai statelor membre și, în special, ai autorităților lor competente. În acest caz, articolul 16 alineatul (2) nu se aplică. | |  |  | Prevederi UE neaplicabile | Articol modificat în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC, a se vedea textul articolului în limba engleză:  ***Article 4***  **Security of Supply Coordination Group**  1. **<…>**  2. The **Security of Supply Coordination Group** shall be consulted and shall assist the **Energy Community Secretariat** in particular on the following issues:  (a) the security of gas supply, at any time and more specifically in the event of an emergency;  (b) all information relevant to the security of gas supply at national **<…>**  level;  (c) best practices and possible guidelines to all the parties concerned;  (d) the level of the security of gas supply, benchmarks and assessment methodologies;  (e) national **<…>** scenarios and testing the levels of preparedness;  (f) the assessment of the preventive action plans and the emergency plans, the coherence across the various  plans, and the implementation of the measures provided for therein;  (g) the coordination of measures to deal with the Energy Community Contracting Parties **<…>**;  (h) assistance needed by the most affected **Contracting Parties**.  3. The **Energy Community Secretariat** shall convene the **Security of Supply Coordination Group** on  a regular basis and shall share the information received from the competent authorities whilst preserving  the confidentiality of commercially sensitive information.  4. The **Energy Community Secretariat** may convene the **Security of Supply Coordination Group** in a setting which is restricted to the representatives of the **Contracting Parties** and in particular of their competent authorities. The **Energy Community Secretariat** shall convene the **Security of Supply Coordination Group** in this restricted setting if so requested by one or more of the representatives of the **Contracting Parties** and in particular of their competent authorities**. <…>** |  |
| **Articolul 5**  **Standardul în materie de infrastructură**  (1)   Fiecare stat membru sau, în cazul în care statul membru decide astfel, autoritatea sa competentă se asigură că se iau măsurile necesare pentru ca, în cazul perturbării infrastructurii principale unice de gaze, capacitatea tehnică a infrastructurii rămase, determinată în conformitate cu formula N – 1 prevăzută la punctul 2 din anexa II, să poată satisface, fără a aduce atingere alineatului (2) de la prezentul articol, cererea totală de gaze a zonei luate în calcul pe parcursul unei zile cu cerere de gaze excepțional de mare, constatată statistic o dată la 20 de ani. Aceasta se realizează ținând cont de tendințele consumului de gaze, de efectul pe termen lung al măsurilor în materie de eficiență energetică și de rata de utilizare a infrastructurii existente.  Obligația menționată la primul paragraf de la prezentul alineat nu aduce atingere responsabilității operatorilor de transport și de sistem de a face investițiile corespunzătoare și nici obligațiilor operatorilor de transport și de sistem prevăzute în Regulamentul (CE) nr. 715/2009 și în Directiva 2009/73/CE.  (2)   Obligația de a se asigura că infrastructura rămasă are capacitatea tehnică de a satisface cererea totală de gaze, menționată la alineatul (1) de la prezentul articol, este considerată ca fiind respectată și în cazul în care autoritatea competentă demonstrează, în planul de acțiuni preventive, că o perturbare a furnizării de gaze poate fi compensată în mod suficient și în timp util prin măsuri de piață adecvate axate pe cerere. În acest scop, formula N – 1 se calculează în conformitate cu punctul 4 din anexa II.  (3)  Dacă este cazul, în conformitate cu evaluările riscurilor menționate la articolul 7, autoritățile competente ale statelor membre învecinate pot conveni să îndeplinească în comun obligația prevăzută la alineatul (1) de la prezentul articol. În acest caz, autoritățile competente prezintă, în cadrul evaluării riscurilor, calculul formulei N – 1, împreună cu o explicație, în capitolele regionale ale planurilor de acțiuni preventive, a modului în care acordurile încheiate îndeplinesc obligația menționată. Se aplică punctul 5 din anexa II.  (4)  Operatorii de transport și de sistem asigură o capacitate fizică permanentă pentru transportul gazelor în ambele direcții (denumită în continuare „capacitate bidirecțională”) la toate interconexiunile dintre statele membre, cu următoarele excepții:  a) în cazul conductelor de legătură către instalațiile de producție, instalațiile GNL și către rețele de distribuție; sau  (b) în cazul în care a fost acordată o derogare de la această obligație, după o evaluare detaliată și după consultarea altor state membre și a Comisiei în conformitate cu anexa III.  În ceea ce privește procedura pentru a asigura sau a îmbunătăți capacitatea bidirecțională la o interconexiune sau pentru a obține sau a prelungi o derogare de la această obligație, se aplică anexa III. Comisia publică lista de derogări și o actualizează.  (5)   O propunere referitoare la asigurarea sau la dezvoltarea capacității bidirecționale sau o cerere de acordare sau de prelungire a unei derogări include o analiză cost-beneficiu realizată pe baza metodologiei stabilite în temeiul articolului 11 din Regulamentul (UE) nr. 347/2013 al Parlamentul European și al Consiliului ([1](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/RO/TXT/HTML/?uri=CELEX:02017R1938-20220701&from=EN#E0001)) și se bazează pe următoarele elemente:  (a) o evaluare a cererii pieței;  (b) previziunile privind cererea și oferta;  (c) impactul economic posibil asupra infrastructurii existente;  (d) un studiu de fezabilitate;  (e) costurile capacității bidirecționale, incluzând consolidarea necesară a sistemului de transport; și  (f) beneficiile pentru siguranța furnizării de gaze, luând în considerare posibila contribuție a capacității bidirecționale la îndeplinirea standardului privind infrastructura prevăzut la prezentul articol.  (6)  Autoritățile naționale de reglementare iau în considerare costurile angajate în mod eficient în vederea respectării obligației prevăzute la alineatul (1) de la prezentul articol și costurile asigurării unei capacități bidirecționale, astfel încât să fie acordate stimulentele adecvate la stabilirea sau aprobarea, în mod transparent și detaliat, a tarifelor sau a metodologiilor acestora în conformitate cu articolul 13 din Regulamentul (CE) nr. 715/2009 și cu articolul 41 alineatul (8) din Directiva 2009/73/CE.  (7)   În cazul în care o investiție pentru asigurarea sau consolidarea capacității bidirecționale nu este cerută de piață, dar este considerată necesară pentru siguranța furnizării de gaze, și în care investiția în cauză generează costuri în mai multe state membre sau într-un singur stat membru în beneficiul unui alt stat membru, autoritățile naționale de reglementare ale tuturor statelor membre implicate adoptă o decizie coordonată cu privire la modalitatea de alocare a costurilor înainte de a se lua orice decizie privind investițiile. La alocarea costurilor se ține cont de principiile descrise și de elementele prevăzute la articolul 12 alineatul (4) din Regulamentul (UE) nr. 347/2013, în special de proporția beneficiilor cu care investițiile în infrastructură contribuie la creșterea siguranței furnizării de gaze a statelor membre în cauză, precum și de investițiile deja efectuate în infrastructura în cauză. Alocarea costurilor nu denaturează în mod nejustificat concurența și funcționarea eficace a pieței interne și are ca scop evitarea oricărui efect de denaturare nejustificat asupra pieței.  (8)   Autoritatea competentă se asigură că orice infrastructură nouă de transport contribuie la siguranța furnizării de gaze prin dezvoltarea unei rețele bine conectate, inclusiv, dacă este cazul, prin intermediul unui număr suficient de puncte de intrare și de ieșire transfrontaliere, în funcție de cererea pieței și de riscurile identificate.  Autoritatea competentă examinează, în cadrul evaluării riscurilor, dacă, într-o perspectivă integrată a sistemelor de gaze și electricitate, există congestii interne și capacitatea națională de intrare și infrastructura, în special rețelele de transport, au capacitatea de a adapta fluxurile de gaze naționale și transfrontaliere în cazul unui scenariu care implică perturbarea infrastructurii unice principale de gaze la nivel național și a infrastructurii unice principale de gaze de interes comun pentru grupul de risc identificat în evaluarea riscurilor.  (9)   Prin derogare de la alineatul (1) de la prezentul articol și cu respectarea condițiilor prevăzute la prezentul alineat, Luxemburg, Slovenia și Suedia nu fac obiectul obligației de la alineatul menționat, dar depun eforturi pentru a o îndeplini, garantând totodată furnizarea de gaze pentru clienții protejați în conformitate cu articolul 6.  Derogarea se aplică Luxemburgului dacă:  (a) are cel puțin două conducte de interconexiune cu alte state membre;  (b) are cel puțin două surse de furnizare de gaze diferite; și  (c) nu are instalații de stocare a gazelor pe teritoriul său.  Derogarea se aplică Sloveniei dacă:  (a) are cel puțin două conducte de interconexiune cu alte state membre;  (b) are cel puțin două surse de furnizare de gaze diferite; și  (c) nu are instalații de stocare a gazelor sau instalații GNL pe teritoriul său.  Derogarea se aplică Suediei dacă:  (a) nu are tranzit de gaze către alte state membre pe teritoriul său;  (b) are un consum intern brut anual de gaze mai mic de 2 Mtep; și  (c) gazele reprezintă mai puțin de 5 % din consumul total de energie primară.  Luxemburg, Slovenia și Suedia informează Comisia în legătură cu orice schimbare a condițiilor de la prezentul alineat. Derogarea prevăzută la prezentul alineat nu se mai aplică în cazul în care cel puțin una dintre condițiile respective nu mai este îndeplinită.  În cadrul evaluării naționale a riscurilor efectuate în conformitate cu articolul 7 alineatul (3), Luxemburg, Slovenia și Suedia descriu situația în raport cu condițiile corespunzătoare stabilite la prezentul alineat, precum și perspectivele privind respectarea obligației prevăzute la alineatul (1) de la prezentul articol, luând în considerare impactul economic al îndeplinirii standardului în materie de infrastructură, dezvoltarea pieței gazelor și proiectele de infrastructură din sectorul gazelor din cadrul grupului de risc. Pe baza informațiilor furnizate în cadrul evaluării naționale a riscurilor și în cazul în care sunt îndeplinite în continuare condițiile corespunzătoare prevăzute la prezentul alineat, Comisia poate decide continuarea aplicării derogării timp de încă patru ani. În cazul unei decizii pozitive, procedura prevăzută de prezentul paragraf se repetă după patru ani. | | Completat cu **Articolul 421** alin. (1) cu următorul cuprins:   1. Operatorii sistemelor de transport asigură capacitate fizică permanentă pentru transportul gazelor naturale în ambele direcții (în continuare „capacitate bidirecțională”) la toate interconexiunile cu țările vecine. Dezvoltarea sau majorarea capacității bidirecționale a unei interconexiuni se realizează în conformitate cu cerințele stabilite în Anexă și cu respectarea principiilor generale stabilite la art. 42. În cazul respectării procedurii și a cerințelor stabilite în Anexă, operatorii sistemelor de transport pot obține o derogare de la obligația stabilită în prezentul alineat.   Completat în Anexa la Lege:  „2. Operatorul sistemului de transport colaborează cu operatorul sistemului de transport adiacent în vederea prezentării unei propuneri comune de dezvoltare a capacității bidirecționale sau a unei cereri de derogare comune.  3. Propunerea de dezvoltare a capacității bidirecționale sau cererea de derogare trebuie să includă o analiză cost-beneficiu, efectuată în conformitate cu metodologiile relevante stabilite în cadrul Comunității Energetice și se bazează pe următoarele elemente:  a) o evaluare a cererii pe piața gazelor naturale;  b) previziunile privind cererea și oferta;  c) impactul economic posibil asupra infrastructurii existente;  d) un studiu de fezabilitate;  e) costurile capacității bidirecționale, incluzând consolidarea necesară a sistemului de transport;  f) beneficiile pentru siguranța furnizări de gaze naturale, luând în considerare posibila contribuție a capacității bidirecționale la îndeplinirea standardului privind infrastructura prevăzut la art. 103 alin. (4).”  4. La prezentarea propunerii de dezvoltare a capacității bidirecționale, operatorii sistemelor de transport pot depune o propunere argumentată privind alocarea transfrontalieră a costurilor de investiție.  Completat cu **Articolul 421** alin. (2) și (4) cu următorul cuprins:  “(2) Costurile de investiție realizate în mod eficient în legătură cu executarea obligației stabilite la alin. (1) se iau în considerare la stabilirea tarifelor pentru serviciul de transport al gazelor naturale, cu respectarea prevederilor stabilite în prezentul articol.  (4) La alocarea transfrontalieră a costurilor de investiție, Agenția ține cont de principiile privind examinarea cererilor de investiție în legătură cu proiectele de interes comun în cadrul Comunității Energetice, stabilite în Legea cu privire la energetică, care sunt relevante pentru proiectele de infrastructură din sectorul gazelor naturale, în special în măsura în care beneficiile aferente investițiilor în infrastructură contribuie la sporirea securității aprovizionării cu gaze naturale în părțile implicate, precum și de investițiile deja efectuate în infrastructura în cauză.”  Completat cu **Articolul 421** alin. (3) cu următorul cuprins:  Alin. (3) În cazul în care o investiție identificată ca fiind necesară pentru dezvoltarea sau majorarea capacității bidirecționale a unei interconexiuni nu este cerută de piață, dar este considerată necesară din punct de vedere al securității aprovizionării cu gaze naturale și dacă investiția respectivă generează costuri în Republica Moldova și o țară pare a Comunității Energetice sau un Stat Membru al Uniunii Europene (în continuare – părți implicate), sau într-o parte implicată în beneficiul unei alte părți implicate, Agenția, în cooperare cu autoritatea națională de reglementare din cealaltă parte implicată (în continuare – autoritatea de reglementare implicată) adoptă o decizie coordonată cu privire la modalitatea de alocare transfrontalieră a costurilor până la luarea unei decizii privind efectuarea investiției respective, cu respectarea procedurii stabilite în Anexă. | Compatibil  Norme UE neaplicabile  Compatibil  Compatibil  Compatibil  Norme UE neaplicabile | Conform art. 103, alin. (4) din Legea nr. 108/2016 cu privire la gazele naturale, Regulamentul privind situațiile excepționale în sectorul gazelor naturale, elaborat de organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii, definește rolurile și funcțiile întreprinderilor de gaze naturale, stabilește standardele privind infrastructura și privind aprovizionarea cu gaze naturale (...). Textul integral al articolului 5 din Regulamentul UE nr. 2017/1938 urmează a fi transpus în legislația națională prin act normativ subordonat legii.  Prevederea urmează a fi transpusă în legislația națională prin act normativ subordonat legii (Regulamentul privind situațiile excepționale în sectorul gazelor naturale). | Articol modificat în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC, a se vedea textul articolului în limba engleză:  ***Article 5***  **Infrastructure standard**  1. Each **Contracting Party** or, where a **Contracting Party** so provides, its competent authority shall ensure that the necessary measures are taken so that in the event of a disruption of the single largest gas infrastructure, the technical capacity of the remaining infrastructure, determined in accordance with the N – 1 formula as set out in point 2 of Annex II, is able, without prejudice to paragraph 2 of this Article, to satisfy total gas demand of the calculated area during a day of exceptionally high gas demand occurring with a statistical probability of once in 20 years. This shall be done taking into account gas consumption trends, the long-term impact of energy efficiency measures and the utilisation rates of existing infrastructure.  The obligation set out in the first subparagraph of this paragraph shall be without prejudice to the responsibility  of the transmission system operators to make the corresponding investments and to the obligations of transmission system operators as laid down in Regulation (EC) No 715/2009 and Directive 2009/73/EC **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**.  2. The obligation to ensure that the remaining infrastructure has the technical capacity to satisfy total gas demand, as referred to in paragraph 1 of this Article, shall also be considered to be fulfilled where the competent authority demonstrates in the preventive action plan that a disruption of gas supply may be sufficiently compensated for, in a timely manner, by appropriate market-based demand-side measures. For that purpose, the N – 1 formula shall be calculated as set out in point 4 of Annex II.  3. **<…>**  4. The transmission system operators shall enable permanent physical capacity to transport gas in both directions (‘bi-directional capacity’) on all interconnections between **Contracting Parties**, **except for existing interconnectors included in Annex III.**  **<…>**  5. **<…>**  6. National regulatory authorities shall take into account the efficiently incurred costs of fulfilling the obligation set out in paragraph 1 of this Article and the costs of enabling bi-directional capacity so as to grant appropriate incentives when fixing or approving, in a transparent and detailed manner, the tariffs or methodologies in accordance with Article 13 of Regulation (EC) No 715/2009 and Article 41(8) of Directive 2009/73/EC, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**.  7. In so far as an investment for enabling or enhancing bi-directional capacity is not required by the market  but is considered to be necessary for the security of gas supply purposes and where that investment  incurs costs in more than one **Contracting Party** or in one **Contracting Party** for the benefit of another  **Contracting Party**, the national regulatory authorities of all **Contracting Parties** concerned shall take  a coordinated decision on cost allocation before any investment decision is taken. The cost allocation  shall take into account the principles described and the elements contained in Article 12(4) of Regulation  (EU) No 347/2013, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2015/09/MC-EnC** in  particular the proportion of the benefits of the infrastructure investments for the increase of the security of  gas supply of the **Contracting Parties** concerned as well as investments already made in the infrastructure  in question. The cost allocation shall not unduly distort competition and the effective functioning of the  **single market** and shall seek to avoid any undue distortive effect on the market.  8. The competent authority shall ensure that any new transmission infrastructure contributes to the security of gas supply through the development of a well-connected network, including, where appropriate, by means of a sufficient number of cross-border entry and exit points relative to market demand and the risks identified.  The competent authority shall assess in the risk assessment whether, with an integrated perspective on gas  and electricity systems, internal bottlenecks exist and national entry capacity and infrastructure, in particular  transmission networks, are capable of adapting the national and cross-border gas flows to the scenario of disruption of the single largest gas infrastructure **at national level <...>** identified in the risk assessment.  9. By way of exception from paragraph 1 of this Article, and subject to the conditions laid down in this paragraph, **Bosnia and Herzegovina and Georgia** shall not be bound by, but shall endeavour to meet, the obligation set out in that paragraph, while ensuring the gas supplies to protected customers in  accordance with Article 6.  **<…>**  **The exception for Georgia shall cease to apply once it has:**  **(a) at least one interconnector with other Parties and**  **(b) gas storage facilities or an LNG facility on its territory.**  **The exception shall cease to apply to Bosnia and Herzegovina, once it has:**  (a) **gas transit to other Parties and**  (b) **More than 5 % of total primary energy consumption from gas.**  **Bosnia and Herzegovina and Georgia** shall inform the **Energy Community Secretariat** of any change affecting the conditions laid down in this paragraph. The exception laid down in this paragraph shall cease to apply where at least one of those conditions is no longer fulfilled.  As part of the national risk assessment carried out in accordance with Article 7(3) **Bosnia and Herzegovina and Georgia** shall describe the situation with respect to the respective conditions laid down in this paragraph and the prospects for compliance with the obligation in paragraph 1 of this Article, taking into account the economic impact of meeting the infrastructure standard and the gas market development.  On the basis of the information provided in the national risk assessment and if the respective conditions laid down in this paragraph are still met, the **Ministerial Council, upon a proposal by the Energy Community Secretariat and acting in accordance with Article 83 of the Treaty** may decide that the exception can continue to apply for four more years. In the event of a positive decision, the procedure set out in this subparagraph shall be repeated after four years. | Ministerul Energiei,  ANRE |
| **Articolul 6**  **Standardul de furnizare de gaze**  (1)   Autoritatea competentă solicită anumitor întreprinderi din sectorul gazelor naturale pe care le identifică să ia măsurile care vizează asigurarea furnizării de gaze către clienții protejați din statul membru în fiecare dintre următoarele cazuri:  (a) temperaturi extreme pentru o perioadă de vârf de 7 zile, constatate statistic o dată la 20 de ani;  (b) orice perioadă de 30 de zile în care cererea de gaze este excepțional de mare, constatată statistic o dată la 20 de ani;  (c) o perioadă de 30 de zile în cazul perturbării infrastructurii principale unice de gaze în condiții de iarnă normale.  Până la 2 februarie 2018, fiecare stat membru informează Comisia cu privire la definiția clienților protejați, la volumele de consum anual de gaze ale clienților protejați și la procentul pe care respectivele volume de consum îl reprezintă în consumul final total anual de gaze din respectivul stat membru. În cazul în care un stat membru include în propria definiție a clienților protejați categoriile menționate la articolul 2 punctul 5 litera (a) sau (b), el precizează volumele de consum de gaze corespunzătoare clienților aparținând acestor categorii și procentul pe care îl reprezintă fiecare dintre aceste grupuri de clienți raportat la consumul final total anual de gaze.  Autoritatea competentă identifică întreprinderile din sectorul gazelor naturale menționate la primul paragraf de la prezentul alineat și le numește în planul de acțiuni preventive.  Orice nouă măsură care nu se bazează pe piață avută în vedere pentru a garanta îndeplinirea standardului de furnizare de gaze respectă procedura stabilită la articolul 9 alineatele (4)-(9).  Statele membre pot respecta obligația prevăzută la primul paragraf prin punerea în aplicare a unor măsuri în materie de eficiență energetică sau prin înlocuirea gazelor cu o altă sursă de energie, cum ar fi, între altele, sursele regenerabile de energie, în măsura în care se asigură același nivel de protecție.  (2)   Orice standard de furnizare suplimentară de gaze pe o durată mai mare de 30 de zile menționată la alineatul (1) literele (b) și (c) sau orice obligație suplimentară impusă din motive de siguranță a furnizării de gaze se bazează pe evaluarea riscurilor, se reflectă în planul de acțiuni preventive și:  (a) respectă articolul 8 alineatul (1);  (b) nu are un efect negativ asupra capacității altui stat membru de a asigura furnizarea către clienții protejați în conformitate cu prezentul articol într-o situație de urgență la nivel național, regional sau la nivelul Uniunii; și  (c) respectă articolul 12 alineatul (5) într-o situație de urgență la nivel regional sau la nivelul Uniunii.  Comisia poate solicita o justificare care să demonstreze conformitatea oricărei măsuri menționate la primul paragraf cu condițiile prevăzute de paragraful respectiv. O astfel de justificare este făcută publică de autoritatea competentă din statul membru care introduce măsura în cauză.  Orice nouă măsură nebazată pe piață în temeiul primului paragraf de la prezentul alineat, adoptată la data sau după data de 1 noiembrie 2017 este în conformitate cu procedura stabilită la articolul 9 alineatele (4)-(9).  (3)   După expirarea perioadelor stabilite de autoritatea competentă în conformitate cu alineatele (1) și (2) sau în condiții mai dificile decât cele prevăzute la alineatul (1), autoritatea competentă și întreprinderile din sectorul gazelor naturale depun eforturi pentru a menține, cât de mult posibil, furnizarea de gaze, în special pentru clienții protejați.  (4)   Obligațiile impuse întreprinderilor din sectorul gazelor naturale pentru respectarea standardelor de furnizare de gaze prevăzute la prezentul articol sunt nediscriminatorii și nu impun sarcini nejustificate întreprinderilor în cauză.  (5)   Întreprinderile din sectorul gazelor naturale pot îndeplini obligațiile care le revin în temeiul prezentului articol la nivel regional sau la nivelul Uniunii, după caz. Autoritățile competente nu impun respectarea standardelor de furnizare de gaze prevăzute la prezentul articol pe baza unor infrastructuri localizate în exclusivitate pe teritoriul lor.  (6) Autoritățile competente se asigură că stabilirea condițiilor de furnizare către clienții protejați nu aduce niciun prejudiciu bunei funcționări a pieței interne a energiei, la un preț care respectă valoarea de piață a gazelor furnizate. | |  |  | Conform art. 103, alin. (4) din Legea nr. 108/2016 cu privire la gazele naturale, Regulamentul privind situațiile excepționale în sectorul gazelor naturale, elaborat de organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii, definește rolurile și funcțiile întreprinderilor de gaze naturale, stabilește standardele privind infrastructura și privind aprovizionarea cu gaze naturale (...). Textul integral al articolului 6 din Regulamentul UE nr. 2017/1938 urmează a fi transpus în legislația națională prin act normativ subordonat legii. | Articol modificat în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC, a se vedea textul articolului în limba engleză:  ***Article 6***  **Gas supply standard**  1. The competent authority shall require the natural gas undertakings that it identifies, to take measures to ensure the gas supply to the protected customers of the **Contracting Party** in each of the following cases:  (a) extreme temperatures during a 7-day peak period occurring with a statistical probability of once in 20 years;  (b) any period of 30 days of exceptionally high gas demand, occurring with a statistical probability of once in 20 years;  (c) for a period of 30 days in the case of disruption of the single largest gas infrastructure under average winter conditions.  By **26 February 2022**, each **Contracting Party** shall notify to the **Energy Community Secretariat** its  definition of protected customers, the annual gas consumption volumes of the protected customers and the percentage that those consumption volumes represent of the total annual final gas consumption in that **Contracting Party**. Where a **Contracting Party** includes in its definition of protected customers the categories referred to in point (5)(a) or (b) of Article 2, it shall specify the gas consumption volumes corresponding to customers belonging to those categories and the percentage that each of those groups of customers represents in total annual final gas consumption.  The competent authority shall identify the natural gas undertakings referred to in the first subparagraph of this paragraph and shall specify them in the preventive action plan.  Any new non-market-based measures envisaged to ensure the gas supply standard shall comply with the procedure established in Article 9(4) to (9).  **Contracting Parties** may comply with the obligation laid down in the first subparagraph through the implementation of energy efficiency measures or by replacing the gas with a different source of energy, inter alia, renewable energy sources, to the extent that the same level of protection is achieved.  2. Any increased gas supply standard beyond the 30-day period referred to in points (b) and (c) of paragraph 1 or any additional obligation imposed for reasons of security of gas supply shall be based on the risk assessment, shall be reflected in the preventive action plan and shall:  (a) comply with Article 8(1);  (b) not impact negatively on the ability of any other **Contracting Party** to supply gas to its protected customers in accordance with this Article in the event of a national **<…>** emergency**.**  (c) **<…>**.  The **Energy Community Secretariat** may require a justification showing compliance of any measure referred to in the first subparagraph with the conditions laid down therein. Such a justification shall be made public by the competent authority of the **Contracting Party** that introduces the measure.  Any new non-market-based measure pursuant to the first subparagraph of this paragraph, adopted on or after **the entry into force of this Regulation** shall comply with the procedure established in Article 9(4) to (9).  3. After the expiry of the periods laid down by the competent authority in accordance with paragraphs 1 and 2, or under more severe conditions than those laid down in paragraph 1, the competent authority and natural gas undertakings shall endeavour to maintain, as far as possible, the gas supply, in particular to protected customers.  4. The obligations imposed on natural gas undertakings for the fulfilment of the gas supply standards laid down in this Article shall be non-discriminatory and shall not impose an undue burden on those undertakings.  5. **<…>** The competent authorities shall not require the gas supply standards laid down in this Article to be met based on infrastructure located only within their territory.  6. The competent authorities shall ensure that conditions for supplies to protected customers are established without prejudice to the proper functioning of the **single** energy market and at a price respecting the market value of the supplies. | Ministerul Energiei,  ANRE |
| **Articolul 6a**  **Obiective de constituire de stocuri și traiectorii de constituire de stocuri**  (1)   Sub rezerva alineatelor (2)-(5), statele membre se asigură că următoarele obiective de constituire de stocuri pentru capacitatea agregată a tuturor instalațiilor de înmagazinare subterană a gazelor care sunt situate pe teritoriul lor și care sunt direct interconectate la o zonă de piață de pe teritoriul lor și pentru instalațiile de înmagazinare menționate la anexa Ib sunt atinse până la data de 1 noiembrie a fiecărui an:  (a) pentru 2022: 80 %;  (b) începând cu 2023: 90 %.  În scopul respectării prezentului alineat, statele membre țin seama de obiectivul de garantare a siguranței furnizării de gaze în Uniune, în conformitate cu articolul 1.  (2)   În pofida alineatului (1) și fără a aduce atingere obligațiilor altor state membre în ceea ce privește constituirea de stocuri în instalațiile în cauză de înmagazinare subterană a gazelor, obiectivul de constituire de stocuri pentru fiecare stat membru în care sunt situate instalațiile de înmagazinare subterană a gazelor este redus la un volum corespunzând unui nivel de 35 % din consumul mediu anual de gaze din perioada precedentă de cinci ani pentru statul membru respectiv.  (3)   În pofida alineatului (1) și fără a aduce atingere obligațiilor altor state membre în ceea ce privește constituirea de stocuri în instalațiile în cauză de înmagazinare subterană a gazelor, obiectivul de constituire de stocuri pentru fiecare stat membru în care sunt situate instalațiile de înmagazinare subterană a gazelor se reduce cu volumul care a fost furnizat țărilor terțe în perioada de referință 2016-2021, în cazul în care volumul mediu furnizat a fost de peste 15 TWh pe an în perioada de extracție a gazelor din instalațiile de înmagazinare (octombrie-aprilie).  (4)   Pentru instalațiile de înmagazinare subterană a gazelor enumerate în anexa Ib, se aplică obiectivele de constituire de stocuri prevăzute la alineatul (1) și traiectoriile de constituire de stocuri prevăzute la alineatul (7). Detaliile referitoare la obligațiile pentru fiecare stat membru vor fi stabilite într-un acord bilateral în conformitate cu anexa Ib.  (5)   Un stat membru poate îndeplinit parțial obiectivul de constituire de stocuri prin luarea în calcul a GNL stocat fizic și disponibil în instalațiile sale de GNL în cazul în care sunt îndeplinite ambele condiții următoare:  (a) rețeaua de gaze include o capacitate semnificativă de stocare a GNL, reprezentând anual peste 4 % din consumul mediu național din perioada precedentă de cinci ani;  (b) statul membru a impus furnizorilor de gaze obligația de a înmagazina volume minime de gaze în instalațiile de înmagazinare subterană a gazelor și/sau instalațiile de GNL în conformitate cu articolul 6b alineatul (1) litera (a).  (6)   Statele membre iau măsurile necesare pentru a îndeplini obiectivele intermediare sau pentru a se asigura că acestea sunt îndeplinite, după cum urmează:  (a) pentru 2022: astfel cum au fost stabilite în anexa Ia; și  (b) începând din 2023: în conformitate cu alineatul (7).  (7)   Pentru 2023 și pentru anii următori, fiecare stat membru cu instalații de înmagazinare subterană a gazelor prezintă Comisiei, până la data de 15 septembrie a anului precedent, un proiect de traiectorie de constituire de stocuri cu obiective intermediare pentru lunile februarie, mai, iulie și septembrie, inclusiv informații tehnice, pentru instalațiile de înmagazinare subterană a gazelor de pe teritoriul său și direct interconectate la zona sa de piață, în formă agregată. Traiectoria de constituire de stocuri și obiectivele intermediare se bazează pe rata medie de constituire de stocuri din perioada precedentă de cinci ani.  În cazul statelor membre pentru care obiectivul de constituire de stocuri este redus la 35 % din consumul lor mediu anual de gaze în conformitate cu alineatul (2), obiectivele intermediare ale traiectoriei de constituire de stocuri se reduc în consecință.  Pe baza informațiilor tehnice furnizate de fiecare stat membru și ținând seama de evaluarea GCG, Comisia adoptă acte de punere în aplicare pentru a stabili traiectoria de constituire de stocuri pentru fiecare stat membru. Respectivele acte de punere în aplicare se adoptă în conformitate cu procedura de examinare menționată la articolul 18a alineatul (2). Acestea se adoptă până la data de 15 noiembrie a anului precedent, dacă este necesar și inclusiv în cazul în care un stat membru a prezentat un proiect actualizat de traiectorie de constituire de stocuri. Acestea se bazează pe o evaluare a situației generale în materie de siguranță a furnizării de gaze, precum și pe o evaluare a evoluției cererii și ofertei de gaze în Uniune și în fiecare stat membru și sunt stabilite într-un mod care să garanteze siguranța furnizării de gaze, evitând în același timp sarcinile inutile pentru statele membre, pentru participanții la piața gazelor, pentru operatorii de înmagazinare sau pentru clienți și fără a denatura în mod nejustificat concurența dintre instalațiile de înmagazinare situate în state membre învecinate.  (8)   În cazul în care un stat membru nu își poate îndeplini, într-un anumit an, până la 1 noiembrie, obiectivul de constituire de stocuri din cauza caracteristicilor tehnice specifice ale uneia sau mai multor instalații de înmagazinare subterană a gazelor de pe teritoriul său, cum ar fi debite de injectare excepțional de scăzute, acestuia i se permite să își atingă obiectivul de constituire de stocuri până la 1 decembrie. Statul membru informează Comisia înainte de 1 noiembrie, indicând motivele întârzierii.  (9) Obiectivul de constituire de stocuri nu se aplică în cazul în care și atât timp cât Comisia a declarat o situație de urgență la nivel regional sau la nivelul Uniunii în temeiul articolului 12, la cererea, după caz, a unuia sau mai multor state membre care au declarat o situație de urgență la nivel național.  (10)   Autoritatea competentă a fiecărui stat membru monitorizează în permanență respectarea traiectoriei de constituire de stocuri și raportează periodic GCG. În cazul în care nivelul de stocuri constituite într-un anumit stat membru este cu mai mult de cinci puncte procentuale sub nivelul traiectoriei de constituire de stocuri, autoritatea competentă ia, fără întârziere, măsuri eficace în vederea creșterii acestuia. Statele membre informează Comisia și GCG cu privire la măsurile luate.  (11)   În cazul unei abateri substanțiale și susținute a unui stat membru de la traiectoria de constituire de stocuri care compromite îndeplinirea obiectivului de constituire de stocuri sau în cazul unei abateri de la obiectivul de constituire de stocuri, Comisia, după consultarea GCG și a statelor membre în cauză, emite o recomandare către statul membru respectiv sau către celelalte state membre în cauză în ceea ce privește măsurile care trebuie să fie luate imediat.  În cazul în care abaterea nu este redusă în mod semnificativ în termen de o lună de la data primirii recomandării Comisiei, Comisia, după consultarea GCG și a statului membru în cauză, ia o decizie, ca măsură de ultimă instanță, pentru a impune statului membru în cauză să ia măsuri care să corecteze efectiv abaterea, inclusiv, dacă este cazul, una sau mai multe dintre măsurile menționate la articolul 6b alineatul (1), sau orice altă măsură pentru a asigura îndeplinirea obiectivului de constituire de stocuri prevăzut la prezentul articol.  Atunci când decide ce măsuri trebuie să fie luate în conformitate cu al doilea paragraf, Comisia ia în considerare situația specifică a statelor membre în cauză, cum ar fi dimensiunea instalațiilor de înmagazinare subterană a gazelor în raport cu consumul intern de gaze, importanța instalațiilor de înmagazinare subterană a gazelor pentru siguranța furnizării de gaze în regiune și orice instalații de stocare a GNL existente.  Orice măsură luată de Comisie pentru a aborda abaterile de la traiectoria de constituire de stocuri sau de la obiectivul de constituire de stocuri pentru 2022 ține seama de intervalul scurt de timp pentru punerea în aplicare a prezentului articol la nivel național, care este posibil să fi contribuit la abaterea de la traiectoria de constituire de stocuri sau de la obiectivul de constituire de stocuri pentru 2022.  Comisia se asigură că măsurile adoptate în conformitate cu prezentul alineat:  (a) nu depășesc ceea ce este necesar pentru a garanta siguranța furnizării de gaze;  (b) nu impun o sarcină disproporționată statelor membre, participanților la piața gazelor, operatorilor de înmagazinare sau clienților. | |  |  | Articolul respectiv se aplică în raport cu statele care dispun de instalații de stocare. Or, în Republica Moldova nu există instalații de stocare. | Articol modificat în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2022/01/MC-EnC, a se vedea textul articolului în limba engleză:  ***Article 6a***  **Filling targets and filling trajectories**  (1) Subject to paragraphs 2 to 5, the **Contracting Parties** shall meet the following filling targets for the aggregated capacity of all underground gas storage facilities that are located on their territory and directly interconnected to a market area in their territory by 1 November each year:  (a) for 2022: 80%;  (b) from 2023: 90%.  For the purpose of complying with this paragraph, **Contracting Parties** shall take into account the objective of safeguarding the security of gas supply in accordance with Article 1.  (2) Notwithstanding paragraph 1 and without prejudice to the obligations of other **Contracting Parties** to fill the underground gas storage facilities concerned, the filling target for each **Contracting Party** in which the underground gas storage facilities are located shall be reduced to a volume corresponding to 35% of the average annual gas consumption over the preceding five years for that **Contracting Party**.  (3) Notwithstanding paragraph 1 and without prejudice to the obligations of other **Contracting Parties** to fill the underground gas storage facilities concerned, the filling target for each **Contracting Party** in which the underground gas storage facilities are located shall be reduced by the volume which was supplied to **the EU Member States and** third countries during the reference period 2016 to 2021 if the average volume supplied was more than 15 TWh per year during the gas storage withdrawal period (October – April).  (4) **<….>**  (5) A **Contracting Party** may partially meet the filling target by counting the LNG physically stored and available in its LNG facilities if both of the following conditions are met:  (a) the gas system includes significant capacity of LNG storage, accounting annually for more than 4% of the average national consumption over the preceding five years;  (b) The **Contracting Party** has imposed an obligation on gas suppliers to store minimum volumes of gas in underground gas storage facilities and/or LNG facilities in accordance with Article 6b(1), point (a).  (6) The **Contracting Parties** shall take the necessary measures to meet the intermediate targets or to ensure that they are met as follows:  (a) for 2022 as set out in Annex Ia; and  (b) from 2023: in accordance with paragraph 7.  (7) For 2023 and the following years, each **Contracting Part y** with underground gas storage facilities shall submit to the **Energy Community Secretariat,** by 15 September of the previous year, a draft filling trajectory with intermediary targets for February, May, July and September, including technical information, for the underground gas storage facilities on its territory and directly interconnected to its market area in an aggregated form. The filling trajectory and the intermediate targets shall be based on the average filling rate during the preceding five years.  For **Contracting Parties** for which the filling target is reduced to 35% of their average annual gas consumption pursuant to paragraph 2, the intermediate targets of the filling trajectory shall be reduced accordingly.  Based on the technical information provided by each **Contracting Party** and taking into account the assessment of the **Security of Supply Coordination Group, the Energy Community Secretariat**, shall adopt a **decision** setting the filling trajectory for each **Contracting Party**. That **decision** shall be adopted by 15 November of the preceding year, where necessary and including where a **Contracting Party** has submitted an updated draft filling trajectory. It shall be based on an assessment of the general security of gas supply situation and the development of gas demand and supply in the **Energy Community** and individual **Contracting Parties**, and set in a manner that safeguards the security of gas supply, while avoiding unnecessary burdens on **Contracting Parties**, gas market participants, storage system operators or customers and not unduly distorting competition between storage facilities located in neigbouring **Contracting Parties and/or** Member States.  (8) Where, in any given year, a **Contracting Party** is not able to meet its filling target by 1 November due to the specific technical characteristics of one or more underground gas storage facilities within its territory, such as exceptionally low injection rates, it shall be allowed to meet it by 1 December. The **Contracting Party** shall inform the **Energy Community Secretariat** by 1 November, providing reasons for the delay.  (9) The filling target shall not apply where and for as long as one or more **Contracting Parties with underground gas storage facilities** have declared a national emergency **pursuant to Article 11.**  (10) The competent authority of each **Contracting Party** shall continuously monitor compliance with the filling trajectory and shall report regularly to the **Security of Supply Coordination Group**. If the filling level of a given **Contracting Party** is more than five percentage points below the level of the filling trajectory, the competent authority shall, without delay, take effective measures to increase it. **Contracting Parties** shall inform the **Energy Community Secretariat** and the **Security of Supply Coordination**  **Group** of the measures taken.  (11) In the event of substantial and sustained deviation by a **Contracting Party** from the filling trajectory, which compromises the meeting of the filling target, or in the event of a deviation from the filling target, the **Energy Community Secretariat** shall, after consulting the **Security of Supply Coordination Group** and the **Contracting Party** concerned, issue a recommendation to that **Contracting Party** or to the other **Contracting Parties** concerned regarding the measures to be taken immediately.  Where the deviation is not significantly reduced within one month of receipt of the **Energy Community Secretariat’s** recommendation, the **Secretariat** shall, after consulting the **Security of Supply Coordination Group** and the **Contracting Party** concerned, take a decision as a measure of last resort to require the **Contracting Party** concerned to take measures that effectively remedy the deviation, including, where appropriate, one or more of the measures provided for in Article 6b(1), or any other measure to  ensure that the filling target pursuant to this Article is met;  In deciding which measures to take pursuant to the second subparagraph, the **Energy Community Secretariat** shall take into account the specific situation of the **Contracting Party** concerned, such as the size of the underground gas storage facilities in relation to the domestic gas consumption, the importance of the underground gas storage facilities for the security of gas supply in the region and any existing LNG storage facilities.  Any measures taken by the **Energy Community Secretariat** to address deviations from the filling trajectory or the filling target for 2022 shall take into account the short timeframe for the implementation of this Article at national level which may have contributed to the deviation from the filling trajectory or the filling target for 2022;  The **Energy Community Secretariat** shall ensure that the measures taken pursuant to this paragraph do not:  (a) go beyond what is necessary to safeguard the security of gas supply;  (b) place a disproportionate burden on **Contracting Parties**, gas market participants, storage system operators or customers. |  |
| **Articolul 6b**  **Punerea în aplicare a obiectivului de constituire de stocuri**  (1)   Statele membre iau toate măsurile necesare, inclusiv asigurarea de stimulente financiare sau compensații pentru participanții la piață, pentru a îndeplini obiectivele de constituire de stocuri stabilite în conformitate cu articolul 6a. Atunci când se asigură că obiectivele de constituire de stocuri sunt îndeplinite, statele membre acordă prioritate, atunci când este posibil, măsurilor bazate pe piață.  În măsura în care măsurile enumerate la prezentul articol reprezintă atribuții și competențe ale autorității naționale de reglementare în conformitate cu articolul 41 din Directiva 2009/73/CE, autoritățile naționale de reglementare au responsabilitatea de a lua măsurile respective.  Măsurile luate în conformitate cu prezentul alineat pot cuprinde în special:  (a) obligația, pentru furnizorii de gaze, de a înmagazina volume minime de gaze în instalațiile de înmagazinare, inclusiv în instalațiile de înmagazinare subterană a gazelor și/sau în instalațiile de stocare a GNL, volumele respective urmând a fi determinate pe baza cantității de gaze furnizate de furnizorii de gaze clienților protejați;  (b) obligația, pentru operatorii de înmagazinare, de a-și oferi capacitățile prin licitații deschise participanților la piață;  (c) obligația, pentru operatorii de transport și de sistem sau entitățile desemnate de statul membru, de a achiziționa și gestiona un stoc de echilibrare exclusiv pentru îndeplinirea funcțiilor lor de operatori de transport și de sistem și, dacă este necesar, impunerea unei obligații pentru alte entități desemnate în scopul garantării siguranței furnizării de gaze în cazul unei situații de urgență, astfel cum este menționată la articolul 11 alineatul (1) litera (c);  (d) utilizarea unor instrumente coordonate, cum ar fi platformele de achiziționare de GNL, cu alte state membre pentru a maximiza utilizarea GNL și pentru a reduce barierele de infrastructură și de reglementare din calea utilizării în comun a GNL pentru constituirea de stocuri în instalațiile de înmagazinare subterană a gazelor;  (e) utilizarea de mecanisme voluntare de achiziție în comun de gaze naturale, pentru aplicarea cărora Comisia poate emite, dacă este necesar, orientări până la 1 august 2022;  (f) oferirea de stimulente financiare pentru participanții la piață, inclusiv pentru operatorii de înmagazinare, cum ar fi contracte pentru diferență sau acordarea de compensații participanților la piață pentru deficitul de venituri sau pentru costurile suportate de aceștia ca urmare a obligațiilor impuse participanților la piață, inclusiv operatorilor de înmagazinare, care nu pot fi acoperite prin venituri;  (g) obligația, pentru deținătorii de capacitate de înmagazinare, de a utiliza sau de a elibera capacitățile rezervate neutilizate, obligând în același timp deținătorul de capacitate de înmagazinare care nu utilizează capacitatea de înmagazinare să plătească prețul convenit pentru întreaga durată a contractului de înmagazinare;  (h) adoptarea de către entități publice sau private a unor instrumente eficace pentru achiziționarea și gestionarea înmagazinării strategice, cu condiția ca astfel de instrumente să nu denatureze concurența sau buna funcționare a pieței interne;  (i) numirea unei entități specializate însărcinate cu îndeplinirea obiectivului de constituire de stocuri în cazul în care obiectivul de constituire de stocuri nu ar fi îndeplinit altfel;  (j) oferirea de reduceri ale tarifelor de înmagazinare;  (k) colectarea veniturilor necesare pentru recuperarea cheltuielilor de capital și de exploatare legate de instalațiile de înmagazinare reglementate, sub forma unor tarife de înmagazinare și sub forma unei taxe specifice încorporate în tarifele de transport care este colectată numai de la punctele de ieșire către clienții finali situați în aceleași state membre, cu condiția ca veniturile colectate prin intermediul tarifelor să nu depășească veniturile permise.  (2)   Măsurile adoptate de statele membre în temeiul alineatului (1) se limitează la ceea ce este necesar pentru îndeplinirea traiectoriilor de constituire de stocuri și a obiectivelor de constituire de stocuri. Aceste măsuri sunt clar definite, transparente, proporționale, nediscriminatorii și verificabile. Măsurile nu denaturează în mod nejustificat concurența sau buna funcționare a pieței interne a gazelor și nu pun în pericol siguranța furnizării de gaze pentru alte state membre sau pentru Uniune.  (3)   Statele membre iau toate măsurile necesare pentru a asigura utilizarea în mod eficient a infrastructurii existente la nivel național și regional, în beneficiul siguranței furnizării de gaze. Măsurile respective nu blochează sau restricționează în niciun caz utilizarea transfrontalieră a instalațiilor de înmagazinare sau a instalațiilor de GNL și nu limitează capacitățile transfrontaliere de transport alocate în conformitate cu dispozițiile Regulamentului (UE) 2017/459 al Comisiei ([2](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/RO/TXT/HTML/?uri=CELEX:02017R1938-20220701&from=EN#E0002)).  (4)   Atunci când iau măsuri în temeiul prezentului articol, statele membre aplică principiul „eficiența energetică înainte de toate”, îndeplinind totodată obiectivele măsurilor lor respective, în conformitate cu Regulamentul (UE) 2018/1999 al Parlamentului European și al Consiliului ([3](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/RO/TXT/HTML/?uri=CELEX:02017R1938-20220701&from=EN#E0003)). | |  |  | Articolul respectiv se aplică în raport cu statele care dispun de instalații de stocare. Or, în Republica Moldova nu există instalații de stocare. | Articol modificat în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2022/01/MC-EnC, a se vedea textul articolului în limba engleză:  ***Article 6b***  **Implementation of filling target**  (1) The **Contracting Parties** shall take all necessary measures, including providing for financial incentives or compensation to market participants, to meet the filling targets set pursuant to Article 6(a). When ensuring that the filling targets are met, the **Contracting Parties** shall prioritise, when possible, market- based measures.  To the extent that any of the measures provided for in this Article are duties and powers of the national regulatory authority pursuant to Article 41 of Directive 2009/73/EC, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**, the national regulatory authorities shall be responsible for taking those measures.  Measures taken pursuant to this paragraph may, in particular, include:  (a) requiring gas suppliers to store minimum volumes of gas in storage facilities, including in underground gas storage facilities and/or LNG storage facilities, those volumes to be determined on the basis of the amount of gas supplied by gas suppliers to protected customers;  (b) requiring storage system operator to tender their capacities to market participants;  (c) requiring transmission system operators or entities designed by the Contracting Party to purchase and manage balancing stock exclusively for carrying out their functions as transmission system operators and, where necessary, imposing an obligation on other designated entities for the purpose of safeguarding the security of gas supply in the case of an emergency as referred to in Article 11(1), point (c);  (d) using coordinated instruments, such as platforms for the purchase of LNG, with other **Contracting Parties** to maximise the utilisation of LNG and to reduce infrastructure and regulatory barriers to the shared use of LNG to fill underground gas storage facilities;  (e) using voluntary mechanisms for the joint procurement of natural gas;  (f) providing financial incentives for market participants, including for storage system operators, such as contracts for difference, or providing compensation to market participants for the shortfall in revenues, or for costs incurred by them as a result of obligations on market participants, including storage system operators which cannot be covered by revenue;  (g) requiring storage capacity holders to use or release unused booked capacities, while still obliging the storage capacity holder not using the storage capacity to pay the agreed price for the whole term of the storage contract;  (h) adopting effective instruments for the purchase and management of strategic storage by public or private entities, provided that such instruments do not distort competition or the proper functioning of the internal market;  (i) appointing a dedicated entity tasked with meeting the filling target in the event that the filling target would not otherwise be met;  (j) providing discounts on the storage tariffs;  (k) collecting the revenues needed to recover the capital and operational expenditures related to regulated storage facilities as storage tariffs and as a dedicated charge incorporated into transmission tariffs collected only from exit points to final customers located within the same **Contracting Parties**, provided that revenues collected through tariffs cannot be larger than the allowed revenues;  (2) The measures taken by the **Contracting Parties** pursuant to paragraph 1 shall be limited to what is necessary to meet the filling trajectories and filling targets. They shall be clearly defined, transparent, proportionate, non-discriminatory and verifiable. They shall not unduly distort competition or the proper functioning of the internal market in gas or endanger the security of gas supply of other **Contracting Parties** or of the **Energy Community**.  (3) The **Contracting Parties** shall take all necessary measures to ensure the use of the existing infrastructure at national and regional level for the benefit of security of gas supply in an efficient way. Those measures shall under no circumstances block or restrict the cross-border use of storage facilities or LNG facilities, and shall not limit cross-border transmission capacities allocated in accordance with Commission Regulation (EU) 2017/459, **as adapted and adopted by Permanent High Level Group Decision 2018/06/PHLG-EnC**.  (4) When taking measures pursuant to this Article, the **Contracting Parties** shall apply the energy efficiency first principle, while still achieving the objectives of their respective measures, in accordance with Regulation EU 2018/1999 of the European Parliament and of the Council, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decisions 2021/14/MC-EnC**. |  |
| **Articolul 6c**  **Facilități de înmagazinare și mecanismul de împărțire a sarcinii**  (1)   Un stat membru care nu dispune de instalații de înmagazinare subterană a gazelor se asigură că participanții la piață din statul membru respectiv au încheiat acorduri cu operatori de înmagazinare subterană sau cu alți participanți la piață din statele membre în care există astfel de instalații de înmagazinare subterană a gazelor. Respectivele acorduri prevăd utilizarea, până la 1 noiembrie, a unor volume de stocuri care corespund unui nivel de cel puțin 15 % din consumul mediu anual de gaze din perioada precedentă de cinci ani al statului membru care nu dispune de instalații de înmagazinare subterană a gazelor. Cu toate acestea, în cazul în care capacitatea transfrontalieră de transport sau alte limitări tehnice nu permit statului membru care nu dispune de instalații de înmagazinare subterană a gazelor utilizarea integrală a 15 % din volumele de stocuri respective, acel stat membru stochează numai volumele posibile din punct de vedere tehnic.  În cazul în care limitările tehnice nu permit unui stat membru să-și îndeplinească obligația de la primul paragraf, iar statul membru respectiv are obligația de a stoca alți combustibili pentru a înlocui gazul, obligația de la primul paragraf poate fi îndeplinită, în mod excepțional, printr-o obligație echivalentă de a stoca alți combustibili decât gazul. Statul membru în cauză face dovada limitărilor tehnice și a echivalenței măsurii.  (2)    Prin derogare de la alineatul (1), un stat membru care nu dispune de instalații de înmagazinare subterană poate să dezvolte un mecanism de împărțire a sarcinii cu unul sau mai multe state membre care dispun de instalații de înmagazinare subterană a gazelor (denumit în continuare „mecanismul de împărțire a sarcinii”).  Mecanismul de împărțire a sarcinii se bazează pe datele relevante ale celei mai recente evaluări a riscurilor în temeiul articolului 7 și ține seama de toți parametrii următori:  (a) costul sprijinului financiar pentru îndeplinirea obiectivului de constituire de stocuri, excluzând costurile legate de îndeplinirea oricăror obligații în materie de înmagazinare strategică;  (b) volumele de gaze necesare pentru a satisface cererea clienților protejați în conformitate cu articolul 6 alineatul (1);  (c) limitările tehnice, inclusiv capacitatea de înmagazinare subterană disponibilă, capacitatea tehnică transfrontalieră de transport și ratele de extracție.  Statele membre notifică Comisiei mecanismul de împărțire a sarcinii până la 2 septembrie 2022. În lipsa unui acord privind un mecanism de împărțire a sarcinii până la data respectivă, statele membre care nu dispun de instalații de înmagazinare subterană a gazelor demonstrează că respectă alineatul (1) și notifică în acest sens Comisia.  (3)   Ca măsură tranzitorie, statele membre fără instalații de înmagazinare subterană a gazelor, care dispun însă de instalații de înmagazinare subterană a gazelor incluse pe cea mai recentă listă de proiecte de interes comun menționată în Regulamentul (UE) 2022/869 al Parlamentului European și al Consiliului ([4](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/RO/TXT/HTML/?uri=CELEX:02017R1938-20220701&from=EN#E0004)), pot respecta parțial alineatul (1) luându-se în considerare stocurile de GNL din unitățile de stocare plutitoare existente, până la punerea în funcțiune a instalațiilor lor de înmagazinare subterană a gazelor.  (4)   Statele membre care nu dispun de instalații de înmagazinare subterană a gazelor pot oferi stimulente sau compensații financiare participanților la piață sau operatorilor de transport și de sistem, după caz, pentru deficitul de venituri sau pentru costurile suportate de aceștia ca urmare a respectării obligațiilor de înmagazinare în conformitate cu prezentul articol, în cazul în care deficitul respectiv sau costurile respective nu pot fi acoperite prin venituri, pentru a asigura respectarea obligației lor de înmagazinare a gazelor în alte state membre în temeiul alineatului (1) sau punerea în aplicare a mecanismului de împărțire a sarcinii. În cazul în care stimulentul sau compensația financiară este finanțată printr-o taxă, taxa respectivă nu se aplică punctelor de interconectare transfrontaliere.  (5)  În pofida alineatului (1), în cazul în care un stat membru deține instalații de înmagazinare subterană a gazelor situate pe teritoriul său a căror capacitate agregată este mai mare decât consumul anual de gaze al statului membru respectiv, statele membre fără instalații de înmagazinare subterană a gazelor care au acces la instalațiile respective fie:  (a) se asigură că până la 1 noiembrie volumele de stocuri corespund cel puțin utilizării medii a capacității de înmagazinare din perioada precedentă de cinci ani determinate luând în considerare, printre altele, fluxurile din cursul sezonului de extracție din perioada precedentă de cinci ani din statele membre în care se află instalațiile de înmagazinare; fie  (b) demonstrează că a fost rezervată o capacitate de înmagazinare echivalentă cu volumul acoperit de obligația de la litera (a).  În cazul în care statul membru care nu dispune de instalații de înmagazinare subterană a gazelor poate demonstra că a fost rezervată o capacitate de înmagazinare echivalentă cu volumul acoperit de obligația de la primul paragraf litera (a), se aplică alineatul (1).  Obligația de la prezentul alineat este limitată la 15 % din consumul mediu anual de gaze din perioada precedentă de cinci ani din statul membru în cauză.  (6)  Cu excepția cazului în care se prevede altfel în anexa Ib, în cazul instalațiilor de înmagazinare subterană a gazelor situate într-un stat membru care nu intră sub incidența alineatului (5), dar care sunt direct conectate la zona de piață a unui alt stat membru, acest alt stat membru se asigură că până la 1 noiembrie volumele de stocuri corespund, cel puțin, mediei capacității de înmagazinare rezervate la punctul transfrontalier relevant în perioada precedentă de cinci ani. | | La articolul 4:  se completează cu alineatul (21) cu următorul cuprins:  ,,(21) Guvernul întreprinde măsurile necesare pentru a asigura utilizarea, până la 1 noiembrie a fiecărui an calendaristic, a capacității de stocare a gazelor naturale în instalațiile de stocare din alte țări părți ale Comunității Energetice, din statele membre ale Uniunii Europene, care să corespundă unui nivel de cel puțin 15% din consumul mediu anual de gaze naturale al consumatorilor finali din Republica Moldova, racordați la rețelele de gaze naturale ale operatorilor de sistem licențiați, determinat pentru ultimii 5 ani calendaristici. Stocurile de gaze naturale care urmează a fi create în acest scop includ stocurile prevăzute la art. 1081 și art. 1082-1083.”.  Se completează cu articolele 1082, 1083 și 1084 cu următorul cuprins: ,, **Articolul 1082**. Obligația de stocare a gazelor naturale (1) În vederea atenuării șocurilor de preț pentru gazele naturale și a asigurării funcționării sigure și fiabile a pieței gazelor naturale, în spiritul solidarității cu țările părți ale Comunității Energetice și statele membre ale Uniunii Europene, Guvernul impune prin hotărâre unui furnizor de gaze naturale sau unui trader, care dispune de experiență în efectuarea tranzacțiilor cu gaze naturale și stocarea acestora (în continuare – titularul obligației de stocare), obligația privind stocare a unei anumite cantități de gaze naturale în instalațiile de stocare din țări părți ale Comunității Energetice și/sau din statele membre ale Uniunii Europene (în continuare – obligația de stocare). Obligația de stocare poate fi impusă inclusiv entității pentru crearea și menținerea stocurilor de securitate, care ține evidență separată a stocurilor respective. Obligația de stocare prevăzută la acest articol reprezintă o obligație impusă în interesul economic general.  (2) Cantitatea de gaze naturale care face obiectul obligației de stocare se stabilește anual de către Guvern până la 30 aprilie, în baza propunerii organului central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii, conform calculelor efectuate de Agenție, reieșind din cantitatea totală de gaze naturale ce necesită a fi constituită în calitate de stocuri în instalațiile de stocare în conformitate cu art. 4 alin. (21), din care se deduce cantitatea de gaze naturale stocată în calitate de stocuri de securitate în condițiile stabilite la art. 1081, precum și ținând cont de principiul stabilit la alin. (3). Titularul obligației de stocare asigură crearea stocurilor de gaze naturale care face obiectul obligației de stocare până la 1 octombrie, cu posibilitatea utilizării începând cu 1 noiembrie.  (3) În cazul în care capacitatea de transport a interconexiunilor existente sau alte limitări de ordin tehnic nu permit utilizarea integrală, în perioada 1 noiembrie – 31 martie, a stocurilor de gaze naturale ce urmează a fi create în cadrul obligației de stocare, se va asigura doar stocarea cantităților de gaze naturale posibil a fi utilizate din punct de vedere tehnic.  La realizarea obligației de stocare, inclusiv la alegerea instalațiilor de stocare care urmează a fi utilizate pentru crearea stocurilor de gaze naturale, titularul obligației de stocare tine cont de limitările de ordin tehnic care pot afecta livrarea gazelor naturale stocate, inclusiv de capacitatea de stocare disponibilă a instalațiilor de stocare, capacitatea tehnică a interconexiunilor cu țara pe teritoriul căreia sunt amplasate instalațiile de stocare respective, precum și de capacitățile de extracție, raportate la consumul zilnic mediu pentru perioada 1 noiembrie – 31 martie din ultimii 5 ani calendaristici.  (4) În cazul în care Guvernul decide crearea de stocuri de combustibil alternativ de către anumiți participanți la piața gazelor naturale sau autorități publice, care pot fi utilizate pentru a înlocui consumul de gaze naturale, obligația de stocare poate fi redusă în mod echivalent și se consideră a fi îndeplinită parțial de obligația echivalentă de a stoca alți combustibili decât gazele naturale.  Reducerea obligației de stocare se aplică în măsura în care obligația respectivă nu poate fi executată din motive ce țin de existența unor limitări de ordin tehnic sau din motive ce țin de existența unor riscuri majore în ceea ce privește asigurarea continuității livrării gazelor naturale prin interconexiuni în cantitățile necesare sau la parametrii de calitate stabiliți.  (5) Organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii notifică Secretariatul Comunității Energetice despre existența circumstanțelor prevăzute în prezentul alineat și despre intenția de a reduce cantitatea de gaze naturale, care face obiectul obligației de stocare, prin înlocuirea acesteia cu obligația echivalentă de a stoca alți combustibili decât gazele naturale.  **Articolul** **1083.** Realizarea obligației de stocare a gazelor naturale  (1) Titularul obligației de stocare achiziționează gazele naturale destinate executării obligației de stocare prin procedură competitivă de achiziție sau cu respectarea regulilor utilizate pe piețele de gaze naturale, pe platformele de tranzacționare pe care se achiziționează gazele naturale. În mod excepțional, titularul obligației de stocare poate achiziționa gaze naturale prin intermediul unor contracte negociate direct, cu condiția demonstrării către Agenție a competitivității prețului de achiziție în baza unor contracte negociate direct față de procedura competitivă de achiziție.  (2) În vederea executării obligației prevăzute de prezentul articol, titularul obligației de stocare întreprinde acțiunile necesare pentru a rezerva capacitatea în instalațiile de stocare și capacitatea de transport la punctele de interconectare transfrontaliere, precum și încheie acordurile relevante cu operatorii instalațiilor de stocare sau cu alți participanți la piața gazelor naturale din țările părți ale Comunității Energetice și/sau din Statele Membre ale Uniunii Europene în care există astfel de instalații de stocare.  (3) Titularul obligației de stocare este obligat să țină evidența separată a tranzacțiilor încheiate în legătură cu executarea obligației de stocare și să informeze Guvernul și Agenția în legătură cu fiecare tranzacție încheiată, cu prezentarea documentelor aferente, la cererea acestora. Informațiile privind tranzacțiile încheiate vor include fără a se limita:  - cantitatea gazelor naturale procurate;  - prețul de achiziție;  - vânzătorul;  - acordurile aferente privind stocarea și livrarea gazelor naturale;  - alte date relevante.  (4) Costurile legate de crearea și menținerea stocurilor de gaze naturale care fac obiectul obligației de stocare includ costul gazelor naturale, costul contractării serviciului de stocare, costurile aferente eliberării și transportării stocurilor respective, precum și alte costuri ale titularului obligației de stocare. Pentru realizarea obligației stabilite în prezentul articol, titularul obligației de stocare poate utiliza resurse proprii sau poate beneficia de împrumuturi externe contractate direct de către acesta – surse financiare recreditate din contul împrumuturilor de stat externe contractate de Guvern în numele Republicii Moldova, şi/sau de resurse financiare alocate din bugetul de stat, cu recuperarea acestora după punerea în circulație a gazelor naturale în conformitate cu alin. (5) - (12). Pentru realizarea obligației de stocare, titularul obligației de stocare poate beneficia de granturi ori de alte surse nerambursabile, care nu se iau în considerație la stabilirea de către Agenție a prețului reglementat prevăzut la alin. (7).  (5) Gazele naturale stocate în contextul executării obligației de stocare pot fi puse în circulație pe piața gazelor naturale de către titularul obligației de stocare în perioada 1 noiembrie – 31 martie. Cantitatea exactă de gaze naturale care poate fi vândută lunar în perioada respectivă corespunde cu cantitatea de gaze naturale stocată în contextul executării obligației de stocare disponibilă în prima zi a fiecărei luni, împărțită la numărul de luni rămase până la data de 1 aprilie.  (6) Cel târziu până la 10 octombrie a fiecărui an, titularul obligației de stocare expediază tuturor furnizorilor de pe piața cu amănuntul un contract-cadru elaborat după modelul EFET. Furnizorii care furnizează gaze naturale în contextul obligației de serviciu public stabilită la art. 89 semnează contractele-cadru respective până la 20 octombrie. Cantitățile exacte care urmează a fi vândute către fiecare furnizor de pe piața cu amănuntul se comunică ulterior de către titularul obligației de stocare, conform alin. (8). (7) Titularul obligației de stocare este obligat să prezinte Agenției până la data de 1 octombrie a fiecărui an, spre aprobare, cererea privind aprobarea prețului reglementat la care urmează a fi vândute gazele naturale care fac obiectul obligației de stocare (în continuare prețul reglementat al stocurilor de gaze naturale) și calculul motivat și documentat al costurilor sale anuale aferente, pentru anul calendaristic precedent. Agenția aprobă prețul reglementat al stocurilor de gaze naturale și cota de piață care revine fiecărui furnizor de pe piața cu amănuntul în termen de până la 20 octombrie. Hotărârile Agenției prevăzute de prezentul alineat se aprobă în regim de urgență, în conformitate cu articolul 9 alin. (7)”.(8) În termen de 1 zi lucrătoare de la aprobarea de către Agenție a hotărârilor prevăzute la alin. (7), și ulterior până la data de 15 a lunii noiembrie și decembrie, titularul obligației de stocare expediază în adresa fiecărui furnizor de pe piața cu amănuntul oferta în care indică prețul reglementat al stocurilor de gaze naturale și cantitățile de gaze naturale propuse pentru achiziționare, distribuite după cum urmează: cantități lunare - pentru perioada noiembrie-decembrie și o cantitate trimestrială pentru perioada ianuarie-martie. La determinarea cantităților ce urmează a fi vândute fiecărui furnizor de pe piața cu amănuntul, titularul obligației de stocare ține cont de cota de piață pe care o deține furnizorul respectiv pe piața gazelor naturale, stabilită de Agenție în conformitate cu alin. (7).(9) În cazul în care decid să achiziționeze gaze naturale de la titularul obligației de stocare, în termen de până la a 25-a zi a lunii octombrie, noiembrie și decembrie, furnizorii de pe piața cu amănuntul a gazelor naturale îl notifică pe acesta, cu privire la intenția de a achiziționa gaze naturale în perioada următoare și încheie, după caz, contracte individuale la contractele-cadru semnate conform alin. (6).(10) În cazul în care un furnizor sau mai mulți furnizori de pe piața cu amănuntul a gazelor naturale nu expediază în adresa titularului obligației de stocare notificarea menționată la alin. (9) sau dacă indică în notificarea expediată o cantitate de gaze naturale mai mică decât cea propusă în ofertă, în conformitate cu principiul stabilit la alin. (5), titularul obligației de stocare include cantitatea rămasă disponibilă în ofertele expediate furnizorilor de pe piața cu amănuntul pentru perioadele următoare calculată proporțional cotelor de piață și volumelor menționate în notificările expediate conform alin. (9).(11) În cazul în care, la situația de după 25 decembrie, în urma notificărilor depuse de furnizorii de pe piața cu amănuntul, rămân cantități de gaze naturale disponibile, titularul obligației de stocare poate să le vândă, prioritar pe piața de gaze naturale din Republica Moldova, sau pe alte piețe de gaze naturale la care are acces, în condiții transparente și nediscriminatorii și la un preț nu mai mic decât prețul reglementat al stocurilor de gaze naturale, aprobat de Agenție conform alin. (7).(12) Cantitatea de gaze naturale stocată în contextul executării obligației de stocare, rămasă disponibilă la 1 aprilie urmează a fi menținută în contul stocurilor de gaze naturale care fac obiectul obligației de stocare pentru următoarea perioadă calendaristică. Cantitatea de gaze naturale rămasă disponibilă la expirarea perioadei stabilite la art.114 alin, (181) se pune în circulație în condițiile stabilite de Guvern, iar titularul obligației de stocare poate primi compensație financiară conform alin. (15).(13) Profitul suplimentar celui reglementat, obținut de titularul obligației de stocare din vânzarea gazelor naturale conform alin. (11) se raportează către Agenție si se utilizează pentru crearea stocurilor de gaze naturale care fac obiectul obligației de stocare în următoarea perioadă calendaristică, pentru reducerea cheltuielilor legate de stocare sau pentru reducerea unei eventuale compensații financiare aplicate conform alin. (15).(14) În cazul constatării situației de alertă sau de urgență în conformitate cu Regulamentul privind situațiile excepționale în sectorul gazelor naturale, sau în cazul declarării de către Parlament a stării de urgență în conformitate cu art. 12 din Legea nr. 212/2004 privind regimul stării de urgență, de asediu și de război, conform deciziei Comisiei pentru Situații Excepționale a Republicii Moldova, titularul obligației de stocare pune în circulație pe piața gazelor naturale pe parcursul anului, parțial sau total, cantitatea disponibilă de gaze naturale care fac obiectul obligației de stocare.(15) Titularul obligației de stocare căruia i-a fost impusă obligația de stocare poate primi stimulente sau compensații financiare pentru deficitul de venituri sau pentru costurile suportate de acesta ca urmare a respectării obligației de stocare, în cazul în care deficitul sau costurile respective nu pot fi acoperite prin veniturile obținute din activitatea desfășurată în legătură cu executarea obligației de stocare. Stimulentele sau compensațiile financiare se stabilesc în conformitate cu mecanismul prevăzut prin Hotărâre de Guvern, în baza calculelor Agenției. În cazul în care stimulentele sau compensația financiară este finanțată printr-o plată inclusă în tariful pentru serviciul de transport sau în facturile emise de operatorii sistemelor de transport pentru prestarea serviciului de transport al gazelor naturale, plata respectivă nu se aplică punctelor de interconectare transfrontaliere. **Articolul 1084.** Mecanismul de partajare a eforturilor pentru îndeplinirea obiectivului de creare a stocurilor  (1) La decizia Guvernului, obligația de stocare prevăzută la art. 1082 poate fi înlocuită integral sau parțial prin intermediul unui mecanism de partajare a eforturilor cu una sau mai multe țări părți ale Comunității Energetice, state membre ale Uniunii Europene care dispun de instalații de stocare a gazelor naturale (în continuare mecanismul de partajare), stabilit într-un tratat interstatal sau interinstituțional încheiat în acest sens.  (2) La elaborarea mecanismului de partajare, Guvernul ține cont de informațiile relevante ale celei mai recente evaluări a riscurilor efectuate în conformitate cu cerințele stabilite în Regulamentul privind situațiile excepționale în sectorul gazelor naturale, precum și de următoarele:  a) costul sprijinului financiar pentru îndeplinirea obiectivului de creare a stocurilor de gaze naturale, stabilit pentru țara parte a Comunității Energetice, statul membru al Uniunii Europene pe teritoriul căreia/căruia sunt amplasate instalațiile de stocare, excluzând alte costuri legate de îndeplinirea oricăror obligații ce țin de crearea stocurilor în scopuri strategice;  b) volumele de gaze naturale necesare pentru a satisface cererea consumatorilor protejați, în cazurile stabilite la articolul 103, alin. (4), lit. b);  c) limitările de ordin tehnic, inclusiv capacitatea de stocare disponibilă a instalațiilor de stocare, capacitatea tehnică transfrontalieră de transport și capacitățile de extracție.  (3) Organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii notifică Secretariatul Comunității Energetice și Grupul de coordonare privind securitatea aprovizionării cu gaze naturale din cadrul Comunității Energetice cu privire la mecanismul de partajare ce urmează a fi implementat.  Articolul 114 se completează cu alineatul (181) cu următorul cuprins:  ,,(181) Prevederile stabilite la articolul 4 alin.(21), articolul 991 alin. (10) și articolele 1082 și 1083 se aplică până la 1 aprilie 2025.”. | Compatibil  Compatibil |  | Articol modificat în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2022/01/MC-EnC, a se vedea textul articolului în limba engleză:  ***Article 6c***  **Storage arrangements and burden-sharing mechanism**  (1) A **Contracting Party** without underground storage facilities shall ensure that market participants within that **Contracting Party** have in place arrangements with underground storage system operators or other market participants in **Contracting Parties and/or** Member States with underground gas storage facilities. Those arrangements shall provide for the use, by 1 November, of storage volumes corresponding to at least 15% of the average annual gas consumption over the preceding five years of the **Contracting Party** without underground gas storage facilities. However, where cross-border transmission capacity or other technical limitations prevent a **Contracting Party** without underground gas storage facilities from fully using 15% of those storage volumes, that **Contracting Party** shall store only those volumes that are technically possible.  In the event, that technical limitations do not allow a **Contracting Party** to comply with the obligation laid down in the first subparagraph, and that **Contracting Party** has in place an obligation to store other fuels to replace gas, the obligation laid down in the first subparagraph may exceptionally be met by an equivalent obligation to store other fuels than gas. The technical limitations and the equivalence of the  measure shall be demonstrated by the **Contracting Party** concerned.  (2) By way of derogation from paragraph 1, a **Contracting Party** without underground gas storage facilities may develop a burden-sharing mechanism with one or more **Contracting Parties and/or** Member  States with underground storage facilities (burden sharing mechanism).  The burden-sharing mechanism shall be based on the relevant data from the latest risk assessment pursuant to Article 7 and shall take into account all of the following parameters:  (a) the cost of financial support for meeting the filling target, exclusive of the costs of meeting any strategic storage obligations;  (b) the gas volumes needed to meet the demand of protected customers in accordance with Article 6(1);  (c) the technical limitations, including the available underground storage capacity, technical cross-border transmission capacity, and withdrawal rates.  **Contracting Parties** shall notify the burden sharing mechanism to the **Energy Community Secretariat and the Security of Supply Coordination Group** by 30 November 2022. In the absence of an agreement on a burden sharing mechanism by that date, **Contracting Parties** without underground gas storage facilities shall demonstrate that they comply with paragraph 1 and notify the **Energy Community Secretariat and the Security of Supply Coordination Group** accordingly.  (3) **<…>**  (4) **Contracting Parties** without underground storage facilities may provide incentives or financial compensation to market participants or transmission system operators, as relevant, for the shortfall in revenues, or for costs incurred by them, as a result of their compliance with their storage obligations pursuant to this Article, where such a shortfall or such costs cannot be covered by revenue, in order to ensure compliance with their obligation to store gas in other **Contracting Parties and/or** Member States pursuant to paragraph 1 or the implementation of the burden sharing mechanism. If the incentive or financial compensation is financed through a levy, that levy shall not be applied to cross-border interconnection points.  (5) Notwithstanding paragraph 1, where a **Contracting Party** has underground gas storage facilities located on its territory and the aggregated capacity of those facilities is larger than the annual gas consumption of that **Contracting Party**, the **Contracting Parties** without underground gas storage facilities that have access to those facilities shall either:  (a) ensure that by 1 November storage volumes correspond at least to the average usage of the storage capacity over preceding five years, determined, inter alia, by taking into account the flows during withdrawal season over preceding five years from the **Contracting Parties** where the storage facilities are located; or  b) demonstrate that storage capacity equivalent to the volume covered by the obligation under point (a) has been booked.  If the **Contracting Party** without underground gas storage facilities can demonstrate that storage capacity equivalent to the volume covered by the obligation under point (a) of the first subparagraph has been booked, paragraph 1 shall apply.  The obligation under this paragraph shall be limited to 15% of the average annual gas consumption over preceding five years in the **Contracting Party** concerned.  (6) <…> | Ministerul Energiei,  ANRE |
| **Articolul 6d**  **Monitorizare și executare**  (1)   Operatorii de înmagazinare raportează nivelul de stocuri autorității competente din fiecare stat membru în care se află instalațiile în cauză de înmagazinare subterană a gazelor și, dacă este cazul, unei entități desemnate de statul membru respectiv (denumită în continuare „entitatea desemnată”) după cum urmează:  (a) pentru anul 2022: la fiecare dintre obiectivele intermediare prevăzute în anexa Ia; și  (b) începând din 2023: în conformitate cu articolul 6a alineatul (7).  (2)  Autoritatea competentă și, dacă este cazul, entitatea desemnată de fiecare stat membru monitorizează nivelurile de stocuri constituite în instalațiile de înmagazinare subterană a gazelor de pe teritoriul lor la sfârșitul fiecărei luni și raportează Comisiei rezultatele, fără întârzieri nejustificate.  Comisia poate, dacă este cazul, să invite Agenția Uniunii Europene pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (ACER) să acorde asistență în ceea ce privește această monitorizare.  (3)  Pe baza informațiilor furnizate de autoritatea competentă și, dacă este cazul, de entitatea desemnată de fiecare stat membru, Comisia raportează periodic GCG.  (4)   GCG acordă asistență Comisiei în ceea ce privește monitorizarea traiectoriilor de constituire de stocuri și a obiectivelor de constituire de stocuri și elaborează orientări pentru Comisie cu privire la măsurile adecvate de asigurare a conformității în cazul în care statele membre se abat de la traiectoria de constituire de stocuri sau nu îndeplinesc obiectivele de constituire de stocuri.  (5)   Statele membre iau măsurile necesare pentru a respecta traiectoriile de constituire de stocuri și obiectivele de constituire de stocuri și pentru a asigura respectarea obligațiilor de înmagazinare impuse participanților la piață, inclusiv prin impunerea unor sancțiuni și amenzi suficient de disuasive asupra participanților la piață respectivi.  Statele membre informează fără întârziere Comisia cu privire la măsurile de executare luate în temeiul prezentului alineat.  (6)   În cazul în care trebuie să se facă schimb de informații sensibile din punct de vedere comercial, Comisia poate convoca reuniuni ale GCG care să permită doar participarea Comisiei și a statelor membre.  (7)   Schimbul de informații se limitează la ceea ce este necesar pentru a monitoriza respectarea prezentului regulament.  Comisia, autoritățile naționale de reglementare și statele membre păstrează confidențialitatea informațiilor sensibile din punct de vedere comercial primite în scopul îndeplinirii obligațiilor care le revin. | |  |  | Articolul respectiv se aplică în raport cu statele care dispun de instalații de stocare. Or, în Republica Moldova nu există instalații de stocare. | Articol modificat în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2022/01/MC-EnC, a se vedea textul articolului în limba engleză:  ***Article 6d***  **Monitoring and enforcement**  (1) Storage system operators shall report the filling level to the competent authority in each **Contracting Party** where the underground gas storage facilities concerned are located and, if applicable, to an entity designated by that **Contracting Party** (the “designated entity”) as follows:  (a) for 2022: on each of the intermediate targets set out in Annex Ia; and  (b) from 2023: as set pursuant to Article 6a(4).  (2) The competent authority and, if applicable, the designated entity of each **Contracting Party** shall monitor the filling levels of the underground gas storage facilities on their territory at the end of each month and report the results to the **Energy Community Secretariat** without undue delay.  The **Energy Community Secretariat** may where appropriate, invite **the Energy Community Regulatory Board** to assist with such monitoring.  (3) Based on the information provided by the competent authority and, if applicable, the designated entity of each **Contracting Party**, the **Energy Community Secretariat** shall report regularly to the **Security of Supply Coordination Group**.  (4) The **Security of Supply Coordination Group** shall assist the **Energy Community Secretariat** in the  monitoring of the filling trajectories and targets, and shall develop guidance for the **Energy Community Secretariat** on adequate measures to ensure compliance in the event that **Contracting Parties** deviate from the filling trajectories or do not meet the filling targets.  (5) **Contracting Parties** shall take the necessary measures to meet the filling trajectories and the filling targets and to enforce upon market participants the storage obligations which are required to meet them, including by imposing sufficiently deterrent sanctions and fines on those market participants.  **Contracting Parties** shall inform the **Energy Community Secretariat** without delay of the enforcement measures taken pursuant to this paragraph.  (6) Where commercially sensitive information is to be exchanged, the **Energy Community Secretariat** may convene meetings of the **Security of Supply Coordination Group** that are restricted to **Contracting Parties**, and the **Energy Community Secretariat**.  (7) Any information exchanged shall be limited to that which is necessary for the purpose of monitoring compliance with this Regulation.  The **Energy Community Secretariat**, the national regulatory authorities and the **Contracting Parties** shall preserve the confidentiality of commercially sensitive information received for the purposes of carrying  out their obligations. |  |
| **Articolul 7**  **Evaluarea riscurilor**  (1)   Până la 1 septembrie 2022, ENTSOG efectuează o simulare la nivelul Uniunii a scenariilor de perturbare a furnizării de gaze și a infrastructurii, inclusiv a scenariilor de perturbare prelungită a unei singure surse de furnizare. Simularea include identificarea și evaluarea coridoarelor de furnizare de gaze în caz de urgență și identifică, de asemenea, statele membre care pot aborda riscurile identificate, inclusiv în ceea ce privește GNL. ENTSOG definește scenariile de perturbare a furnizării de gaze și a infrastructurii și metodologia simulării în cooperare cu GCG. ENTSOG asigură un nivel adecvat de transparență și acces la ipotezele de modelare folosite în scenariile sale. Simularea la nivelul Uniunii a scenariilor de perturbare a furnizării de gaze și a infrastructurii se repetă la fiecare patru ani, exceptând cazul în care situația impune actualizări mai frecvente.  (2)   Autoritățile competente din fiecare grup de risc enumerat în anexa I, efectuează o evaluare comună, la nivelul grupului de risc (denumită în continuare „evaluarea comună a riscurilor”), a tuturor factorilor de risc relevanți, cum ar fi dezastrele naturale, riscurile tehnologice, comerciale, sociale, politice și de altă natură, care ar putea duce la materializarea riscurilor transnaționale majore asupra siguranței furnizării de gaze pentru care a fost creat grupul de risc. Autoritățile competente țin cont de rezultatele simulărilor menționate la alineatul (1) de la prezentul articol în vederea pregătirii evaluărilor riscurilor, a planurilor de acțiuni preventive și a planurilor de urgență.  Autoritățile competente din fiecare grup de risc convin asupra unui mecanism de cooperare pentru a efectua evaluarea comună a riscurilor și informează GCG cu privire acesta, cu unsprezece luni înainte de termenul pentru notificarea evaluării comune a riscurilor și pentru actualizările acesteia. La solicitarea unei autorități competente, Comisia poate avea un rol de facilitare în pregătirea evaluării comune a riscurilor, în special în ceea ce privește stabilirea mecanismului de cooperare. În cazul în care autoritățile competente din cadrul unui grup de risc nu cad de acord asupra unui mecanism de cooperare, Comisia propune un mecanism de cooperare pentru grupul de risc respectiv, în urma consultării autorităților competente în cauză. Autoritățile competente în cauză convin asupra unui mecanism de cooperare pentru grupul de risc respectiv ținând seama pe deplin de propunerea Comisiei.  Cu 10 luni înainte de termenul pentru notificarea evaluării comune a riscurilor sau a actualizărilor acesteia, fiecare autoritate competentă comunică și actualizează, în cadrul mecanismului de cooperare convenit, toate datele naționale necesare pentru pregătirea evaluării comune a riscurilor, în special cele necesare pentru elaborarea diferitelor scenarii menționate la alineatul (4) litera (c).  (3)   Autoritatea competentă din fiecare stat membru efectuează o evaluare națională a riscurilor (denumită în continuare „evaluarea națională a riscurilor”) a tuturor riscurilor relevante care afectează siguranța furnizării de gaze. O astfel de evaluare este în deplină concordanță cu ipotezele și rezultatele evaluării (evaluărilor) comune a(le) riscurilor.  (4)   Evaluările riscurilor menționate la alineatele (2) și (3) de la prezentul articol se efectuează, după caz:  (a) utilizând standardele menționate la articolele 5 și 6. Evaluarea riscurilor descrie calculul formulei N – 1 la nivel național și include, după caz, un calcul al formulei N – 1 la nivel regional. Evaluarea riscurilor include, de asemenea, ipotezele utilizate, inclusiv, dacă este cazul, cele utilizate pentru calculul formulei N – 1 la nivel regional, precum și datele necesare pentru acest calcul. Calculul formulei N – 1 la nivel național este însoțit de o simulare a perturbării infrastructurii principale unice de gaze utilizând modelarea hidraulică pentru teritoriul național, precum și de un calcul al formulei N – 1 luând în considerare un nivel de gaze în instalațiile de stocare de 30 % și de 100 % din volumul util maxim;  (b) luând în considerare toate circumstanțele naționale și transnaționale relevante, îndeosebi mărimea pieței, configurația rețelei, fluxurile reale, inclusiv fluxurile de ieșire ale statelor membre în cauză, posibilitatea fluxurilor fizice în ambele direcții, inclusiv potențiala necesitate de consolidare ulterioară a sistemului de transport, prezența capacităților de producție și de stocare și rolul gazelor în cadrul mixului energetic, îndeosebi în ceea ce privește termoficarea, producerea de energie electrică și funcționarea consumatorilor industriali, precum și considerente legate de securitate și de calitatea gazelor;  (c) elaborând mai multe scenarii de cerere de gaze excepțional de mare și de perturbare a furnizării de gaze, luând în considerare antecedentele, probabilitatea, anotimpul, frecvența și durata acestor evenimente și evaluându-le consecințele probabile, cum ar fi:  (i) perturbarea infrastructurilor relevante pentru siguranța furnizării de gaze, în special a infrastructurilor de transport, a instalațiilor de stocare sau a terminalelor GNL, inclusiv a infrastructurii principale de gaze identificate pentru calculul formulei N – 1; și  (ii) perturbarea furnizării provenind de la furnizori din țări terțe, precum și, dacă este cazul, riscurile geopolitice;  (d) identificând interacțiunea și corelarea riscurilor între statele membre din cadrul grupului de risc și cu alte state membre sau cu alte grupuri de risc, după caz, inclusiv în ceea ce privește interconexiunile, furnizarea transfrontalieră, accesul transfrontalier la instalațiile de stocare și capacitatea bidirecțională;  (e) ținând seama de riscurile asociate controlului infrastructurii relevante pentru siguranța furnizării de gaze, ceea ce poate presupune, între altele, riscul de investiții insuficiente, riscul subminării diversificării, riscul folosirii infrastructurii existente în scopuri improprii și cel al nerespectării dreptului Uniunii;  (f) luând în calcul capacitatea maximă de interconexiune a fiecărui punct de intrare și de ieșire de la frontieră, precum și diferitele niveluri de completare a stocurilor;  (g) luând în considerare scenarii de perturbare prelungită a unei singure surse de furnizare.  (5)   Evaluările comună și națională a riscurilor sunt pregătite în conformitate cu modelul relevant din anexa IV sau V. Dacă este necesar, statele membre pot include informații suplimentare. Comisia este împuternicită să adopte acte delegate în conformitate cu articolul 19 pentru a modifica modelele din anexele IV și V, după consultarea GCG, cu scopul de a reflecta experiența dobândită în aplicarea prezentului regulament și de a reduce în același timp sarcina administrativă pentru statele membre.  (6)   Întreprinderile din sectorul gazelor naturale, clienții industriali de gaze, organizațiile relevante reprezentând interesele clienților casnici și industriali de gaze, precum și statele membre și autoritatea națională de reglementare, în cazul în care aceasta este diferită de autoritatea competentă, cooperează cu autoritățile competente și le furnizează la cerere toate informațiile necesare pentru evaluările comună și națională a riscurilor.  (7)   Până la 1 octombrie 2018, statele membre notifică Comisiei prima evaluare comună a riscurilor, odată ce a fost acceptată de toate statele membre din grupul de risc, împreună cu evaluările naționale de risc. Evaluările riscurilor se actualizează la fiecare patru ani după aceea, exceptând cazul în care situația impune o frecvență mai mare de actualizare. Evaluările riscurilor țin cont de progresele înregistrate în derularea investițiilor necesare pentru a îndeplini standardul în materie de infrastructură definit la articolul 5 și de dificultățile specifice fiecărei țări, întâmpinate cu ocazia implementării de soluții alternative noi. Ele se bazează, de asemenea, pe experiența dobândită prin simularea planurilor de urgență, menționată la articolul 10 alineatul (3). | | La articolul 103:  alineatul (4) se completează cu litera d1) cu următorul cuprins:  ,,d1) principiile ce urmează a fi respectate la evaluarea națională a riscurilor care afectează securitatea aprovizionării cu gaze naturale;”. | Compatibil | Textul integral al acestui articol va fi transpus în legislația națională prin act normativ subordonat legii. | Articol modificat în versiunile adaptate conform Deciziilor Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC și nr.2022/01/MC-EnC, a se vedea textul articolului în limba engleză:  ***Article 7***  **Risk assessment**  1. **<…>**  2. **<…>**  3. The competent authority of each **Contracting Party** shall make a national risk assessment (‘national risk assessment’) of all relevant risks affecting the security of gas supply. **<…>**  4. The risk assessments referred to in paragraphs 2 and 3 of this Article shall be carried out, as relevant, by:  (a) using the standards specified in Articles 5 and 6. The risk assessment shall describe the calculation of the N – 1 formula at national level **<…>**. The risk assessment shall also include assumptions used, including where applicable those for the calculation of N-1 formula at regional level, and the data necessary for such calculation. The calculation of the N – 1 formula at national level shall be accompanied by a simulation of disruption of the single largest gas infrastructure using hydraulic modelling for the national territory as well as by a calculation of the N – 1 formula considering the level of gas in storages at 30 % and 100 %  of the maximum working volume;  (b) taking into account all relevant national and transnational circumstances, in particular market size,  network configuration, actual flows, including outflows from the **Contracting Parties** concerned, the possibility of physical gas flows in both directions including the potential need for consequent reinforcement of the transmission system, the presence of production and storage **or LNG terminal** and the role of gas in the energy mixes, in particular with respect to district heating and electricity generation and for the operation of industries, and safety and gas quality considerations;  (c) running various scenarios of exceptionally high demand for gas and disruption of gas supply, taking into account the history, probability, season, frequency and duration of their occurrence and assessing their likely consequences, such as:  (i) disruption of the infrastructure relevant to the security of gas supply, in particular transmission infrastructure, storages or LNG terminals, including the largest gas infrastructure identified for the calculation of N – 1 formula; and  (ii) disruption of supplies from third-country suppliers, as well as, where appropriate, geopolitical risks;  (d) identifying the interaction and correlation of risks with other **Contracting Parties**, as appropriate, including, as regards interconnections, cross-border supplies, cross-border access to storage **or LNG** facilities and bi-directional capacity;  (e) taking into account risks relating to the control of infrastructure relevant to the security of gas supply to the extent that they may involve, inter alia, risks of underinvestment, undermining diversification, misuse of existing infrastructure or an infringement of **Energy Community** law;  (f) taking into account the maximal interconnection capacity of each border entry and exit point and various filling levels for storage.  (g) taking into account scenarios of a prolonged disruption of a single supply source.  5. The national risk assessments shall be prepared in accordance with the relevant template set out in Annex V. If necessary, **Contracting Parties** may include additional information **such as ENTSOG Union-wide simulation of gas supply and infrastructure disruption scenarios as carried out in accordance with paragraph 1. <…>**  6. Natural gas undertakings, industrial gas customers, the relevant organisations representing the interests of household and industrial gas customers as well as **Contracting Parties** and, where they are not the competent authorities, the national regulatory authorities, shall cooperate with the competent authorities and provide them upon request with all necessary information for the common and national risk assessments.  7. By **1 January 2024 Contracting Parties** shall notify to the **Energy Community Secretariat** the national risk assessments. The risk assessments shall be updated every four years thereafter unless circumstances warrant more frequent updates. The risk assessments shall take account of progress made in investments needed to cope with the infrastructure standard defined in Article 5 and of country- specific difficulties encountered in the implementation of new alternative solutions. They shall also build on the  experience acquired through the simulation of the emergency plans contained in Article 10(3). | Ministerul Energiei,  ANRE |
| **Articolul 8**  **Elaborarea planurilor de acțiuni preventive și a planurilor de urgență**  (1)   Măsurile de asigurare a siguranței furnizării de gaze conținute într-un plan de acțiuni preventive și într-un plan de urgență sunt clar definite, transparente, proporționate, nediscriminatorii și verificabile, nu denaturează în mod nejustificat concurența sau funcționarea eficace a pieței interne a gazelor și nu pun în pericol siguranța furnizării de gaze a celorlalte state membre sau a Uniunii.  (2)  Autoritatea competentă a fiecărui stat membru, în urma consultării întreprinderilor din sectorul gazelor naturale, a organizațiilor relevante reprezentând interesele clienților casnici și industriali de gaze, inclusiv a producătorilor de energie electrică, a operatorilor de transport și de sistem de energie electrică și, în cazul în care aceasta este diferită de autoritatea competentă, a autorității naționale de reglementare stabilește:  (a) un plan de acțiuni preventive conținând măsurile necesare pentru a elimina sau a atenua riscurile identificate, inclusiv efectele măsurilor în favoarea eficienței energetice și ale măsurilor axate pe cerere analizate în evaluările comună și națională ale riscurilor și în conformitate cu articolul 9;  (b) un plan de urgență conținând măsurile care trebuie luate pentru a elimina sau a atenua impactul unei perturbări a furnizării de gaze, în conformitate cu articolul 10.  (3)   Planul de acțiuni preventive și planul de urgență conțin un capitol regional sau mai multe capitole regionale în cazul în care un stat membru aparține mai multor grupuri de risc, astfel cum sunt definite în anexa I.  Capitolele regionale sunt elaborate în comun de toate statele membre din grupul de risc înainte de includerea în planurile naționale respective. Comisia va acționa în calitate de facilitator, astfel încât capitolele regionale să consolideze în mod colectiv siguranța furnizării de gaze în Uniune, să nu genereze nicio contradicție și să depășească orice obstacole din calea cooperării.  Capitolele regionale conțin măsuri transfrontaliere adecvate și eficiente, inclusiv în ceea ce privește GNL, care fac obiectul acordului dintre statele membre care pun în aplicare măsurile din același grup de risc sau din grupuri de risc diferite afectate de măsuri pe baza simulării menționate la articolul 7 alineatul (1) și a evaluării comune a riscurilor.  (4)  Autoritățile competente informează în mod periodic GCG cu privire la progresele realizate în ceea ce privește pregătirea și adoptarea planurilor de acțiuni preventive și a planurilor de urgență, în special a capitolelor regionale. În special, autoritățile competente convin asupra unui mecanism de cooperare pentru pregătirea planului de acțiuni preventive și a planului de urgență, inclusiv pentru schimbul de proiecte de planuri. Acestea informează GCG cu privire la respectivul mecanism de cooperare convenit cu 16 luni înainte de termenul pentru ajungerea la un acord privind planurile respective și actualizările planurilor respective.  Comisia poate avea un rol de facilitare în pregătirea planului de acțiuni preventive și a planului de urgență, în special în ceea ce privește stabilirea mecanismului de cooperare. Dacă autoritățile competente dintr-un grup de risc nu cad de acord cu privire la un mecanism de cooperare, Comisia propune un mecanism de cooperare pentru grupul de risc respectiv. Autoritățile competente în cauză convin asupra mecanismului de cooperare pentru grupul de risc respectiv ținând seama de propunerea Comisiei. Autoritățile competente asigură monitorizarea periodică a punerii în aplicare a planului de acțiuni preventive și a planului de urgență.  (5)   Planul de acțiuni preventive și planul de urgență sunt elaborate în conformitate cu modelele din anexele VI și VII. Comisia este împuternicită să adopte acte delegate în conformitate cu articolul 19 pentru a modifica modelele din anexele VI și VII, după consultarea GCG, pentru a ține seama de experiența dobândită în aplicarea prezentului regulament, reducând în același timp sarcina administrativă pentru statele membre.  (6)   Autoritățile competente ale statelor membre învecinate se consultă reciproc, în timp util, cu scopul de a asigura coerența dintre planurile lor de acțiuni preventive și planurile lor de urgență.  În cadrul fiecărui grup de risc, autoritățile competente fac schimb de proiecte de planuri de acțiuni preventive și de planuri de urgență conținând propuneri de cooperare, cu cel puțin cinci luni înainte de termenul de prezentare a planurilor.  Versiunile finale ale capitolelor regionale menționate la alineatul (3) sunt stabilite de comun acord de toate statele membre din grupul de risc. Planurile de acțiuni preventive și planurile de urgență conțin, de asemenea, măsurile naționale necesare pentru a pune în aplicare și a asigura respectarea măsurilor transfrontaliere prevăzute în capitolele regionale.  (7)   Planurile de acțiuni preventive și planurile de urgență sunt publicate și notificate Comisiei cel târziu la 1 martie 2019. Comisia informează GCG cu privire la notificarea planurilor și le publică pe site-ul web al Comisiei.  În termen de patru luni de la data notificării de către autoritățile competente, Comisia evaluează planurile ținând seama de opiniile exprimate în cadrul GCG.  (8)   Comisia emite un aviz către autoritatea competentă cu recomandarea de a revizui un plan de acțiuni preventive sau un plan de urgență, dacă se aplică una dintre următoarele caracteristici:  (a) acesta nu este eficace pentru a atenua riscurile identificate în evaluarea riscurilor;  (b) acesta nu este consecvent cu scenariile de risc evaluate sau cu planurile unui alt stat membru sau ale unui grup de risc;  (c) acesta nu respectă cerința prevăzută la alineatul (1) de a nu denatura în mod nejustificat concurența sau funcționarea eficace a pieței interne;  (d) acesta nu respectă dispozițiile prezentului regulament sau alte dispoziții ale dreptului Uniunii.  (9)   În termen de trei luni de la notificarea avizului Comisiei menționat la alineatul (8), autoritatea competentă în cauză notifică planul de acțiuni preventive sau planul de urgență modificat Comisiei sau îi prezintă acesteia motivele pentru care nu este de acord cu recomandările.  În caz de dezacord referitor la elemente menționate la alineatul (8), Comisia poate, în termen de patru luni de la răspunsul autorității competente, să își retragă solicitarea sau să convoace autoritatea competentă și, în cazul în care Comisia consideră necesar, GCG pentru a examina chestiunea. Comisia expune în detaliu motivele pentru care solicită orice modificare a planului de acțiuni preventive sau a planului de urgență. Autoritatea competentă în cauză ține seama pe deplin de motivarea detaliată a Comisiei.  Dacă este cazul, autoritatea competentă în cauză dă publicității de îndată versiunea modificată a planului și adaptează în consecință orice plan național, după care îl face public.  În cazul în care poziția finală a autorității competente în cauză diferă de motivarea detaliată a Comisiei, autoritatea competentă respectivă furnizează și dă publicității, împreună cu poziția sa și motivarea detaliată a Comisiei, justificarea care stă la baza poziției sale, în termen de două luni de la data primirii motivării detaliate a Comisiei.  (10)   Pentru măsurile nebazate pe piață adoptate la 1 noiembrie 2017 sau după această dată, se aplică procedura prevăzută la articolul 9 alineatele (4), (6), (8) și (9).  (11)   Se garantează confidențialitatea datelor sensibile din punct de vedere comercial.  (12)   Planurile de acțiuni preventive și planurile de urgență elaborate în temeiul Regulamentului (UE) nr. 994/2010, actualizate în conformitate cu regulamentul respectiv, rămân în vigoare până la data stabilirii inițiale a planurilor de acțiuni preventive și a planurilor de urgență menționate la alineatul (1) de la prezentul articol. | |  |  | Parțial prevederile art. 8 din Regulamentul UE se regăsesc la art. 104 din Legea nr. 108/2016 cu privire la gazele naturale. Textul integral urmează a fi transpus în legislația națională prin act normativ subordonat legii. | Articol modificat în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC, a se vedea textul articolului în limba engleză:  ***Article 8***  **Establishment of preventive action plans and emergency plans**  1. The measures to ensure the security of gas supply contained in a preventive action plan and an emergency plan shall be clearly defined, transparent, proportionate, non-discriminatory and verifiable, shall not unduly distort competition or the effective functioning of the **single** market in gas and shall not endanger the security of gas supply of **other Contracting Parties**<…>.  **2.** The competent authority of each **Contracting Party** shall, after consulting the natural gas undertakings, the relevant organisations representing the interests of household and industrial gas customers, including electricity producers, electricity transmission system operators, and, where it is not the competent authority, the national regulatory authority, establish:  (a) a preventive action plan containing the measures needed to remove or mitigate the risks identified, including the effects of energy efficiency and demand-side measures in the <…> national risk assessments and in accordance with Article 9;  (b) an emergency plan containing the measures to be taken to remove or mitigate the impact of a disruption of gas supply in accordance with Article 10.  3. <…>.  **4.** The competent authorities shall report regularly to **the Security of Supply Coordination Group** on the progress achieved on the preparation and adoption of the preventive action plans and the emergency plans.  The competent authorities shall ensure the regular monitoring of the implementation of the preventive action plan and the emergency plan.  The preventive action plan and the emergency plan shall be developed in accordance with the templates contained in Annexes VI and VII. <…>  5. <…>  6. <…>  7. The preventive action plans and the emergency plans shall be made public and notified to the **Energy Community Secretariat** by **1 May 2024**. The **Energy Community Secretariat** shall inform the **Security of Supply Coordination Group** about the notification of the plans and publish them on the **Energy Community’s** website.  Within four months of the notification by the competent authorities, the **Energy Community Secretariat** shall assess the plans taking into account the views expressed in the **Security of Supply Coordination Group**.  8. The **Energy Community Secretariat** shall issue an opinion to the competent authority with the recommendation  to review a preventive action plan or an emergency plan if one or more of the following applies:  (a) it is not effective to mitigate the risks as identified in the risk assessment;  (b) it is inconsistent with the risk scenarios assessed or with the plans of another **Contracting Party**;  (c) it does not comply with the requirement laid down in paragraph 1 not unduly to distort competition or the effective functioning of the single market;  (d) it does not comply with the provisions of this Regulation or other provisions of **Energy Community** law.  9. Within three months of notification of the **Energy Community Secretariat’s** opinion referred toin paragraph 8, the competent authority concerned shall notify the amended preventive action plan or the emergency plan to the **Energy Community Secretariat**, or shall inform the **Energy Community Secretariat** of the reasons for which it disagrees with the recommendations.  In the event of disagreement related to elements referred to in paragraph 8, the **Energy Community Secretariat** may, within four months of the reply of the competent authority, withdraw its request or convene the competent authority and, where the **Energy Community Secretariat** considers it to be necessary, the **Security of Supply Coordination Group**, in order to consider the issue. The **Energy Community Secretariat** shall set out its detailed reasons for requesting any amendments to the preventive action plan or the emergency plan. The competent authority concerned shall take full account of the detailed reasons  of the **Energy Community Secretariat**.  Where applicable, the competent authority concerned shall without delay amend and make the amended preventive action plan or emergency plan public.  Where the final position of the competent authority concerned diverges from the **Energy Community Secretariat** ‘s detailed reasons that competent authority shall provide and make public, together with its position and the **Energy Community Secretariat’**s detailed reasons, the justification underlying its position within two months of receipt of the detailed reasons of the **Energy Community Secretariat**.  10. For non-market-based measures adopted on or after **entry into force of the Regulation**, the procedure set out in Article 9(4), (6), (8) and (9) shall apply.  11. The confidentiality of commercially sensitive information shall be preserved.  12. Preventive action plans and emergency plans developed **before entry in the force of this Regulation**, shall remain in force until the preventive action plans and the emergency plans referred to in paragraph 1 of this Article are established for the first time. | Ministerul Energiei,  ANRE |
| **Articolul 9**  **Conținutul planurilor de acțiuni preventive**  (1)   Planurile de acțiuni preventive conțin:  (a) rezultatele evaluării riscurilor și un rezumat al scenariilor examinate, astfel cum sunt menționate la articolul 7 alineatul (4) litera (c);  (b) definiția clienților protejați, precum și informațiile menționate la articolul 6 alineatul (1) al doilea paragraf;  (c) măsurile, volumele și capacitățile necesare pentru respectarea standardelor în materie de infrastructură și de furnizare de gaze, astfel cum sunt prevăzute la articolele 5 și 6, inclusiv, după caz, contribuția potențială a măsurilor axate pe cerere pentru a compensa în mod suficient și în timp util o perturbare a furnizării de gaze în conformitate cu articolul 5 alineatul (2), identificarea infrastructurii principale unice de gaze de interes comun în cazul aplicării articolului 5 alineatul (3), volumele de gaze necesare pentru fiecare categorie de clienți protejați și pentru fiecare scenariu la care se face referire la articolul 6 alineatul (1), precum și orice standard de furnizare suplimentară de gaze, inclusiv orice justificare care demonstrează respectarea condițiilor stabilite la articolul 6 alineatul (2) și o descriere a unui mecanism de reducere temporară a oricărui standard de furnizare suplimentară de gaze sau a oricărei obligații suplimentare în conformitate cu articolul 11 alineatul (3);  (d) obligațiile impuse întreprinderilor din sectorul gazelor naturale, întreprinderilor din domeniul energiei electrice, dacă este cazul, și altor organisme relevante care pot avea un impact asupra siguranței furnizării de gaze, cum ar fi obligațiile referitoare la funcționarea sigură a rețelei de gaze;  (e) celelalte măsuri preventive concepute pentru a face față riscurilor identificate în evaluarea riscurilor, ca de exemplu cele referitoare la necesitatea de a dezvolta interconexiunile între statele membre învecinate, de a ameliora și mai mult eficiența energetică, de a reduce cererea de gaze, precum și la posibilitatea de a diversifica rutele și sursele de furnizare de gaze și la utilizarea regională a capacităților GNL și de stocare existente, dacă este cazul, în vederea asigurării furnizării de gaze către toți clienții cât mai mult timp posibil;  (f) informații privind impactul economic, eficacitatea și eficiența măsurilor prevăzute în plan, inclusiv a obligațiilor menționate la litera (k);  (g) descrierea efectelor măsurilor cuprinse în plan asupra funcționării pieței interne a energiei, precum și asupra piețelor naționale, inclusiv ale obligațiilor menționate la litera (k);  (h) descrierea impactului măsurilor asupra mediului și a clienților;  (i) mecanismele care trebuie utilizate în cadrul cooperării cu alte state membre, inclusiv mecanismele pentru pregătirea și punerea în aplicare a planurilor de acțiuni preventive și a planurilor de urgență;  (j) informații privind interconexiunile și infrastructurile existente și viitoare, inclusiv cele care oferă acces la piața internă, fluxurile transfrontaliere, accesul transfrontalier la instalațiile de stocare și la instalațiile GNL și capacitatea bidirecțională, îndeosebi într-o situație de urgență;  (k) informații privind toate obligațiile de serviciu public legate de siguranța furnizării de gaze.  Informațiile esențiale privind literele (a), (c) și (d) de la primul paragraf care, dacă ar fi dezvăluite, ar putea pune în pericol siguranța furnizării de gaze pot fi excluse;  (2)   Planul de acțiuni preventive, în special acțiunile care vizează respectarea standardului în materie de infrastructură prevăzut la articolul 5, ia în considerare TYNDP la nivelul Uniunii, care va fi elaborat de ENTSOG în temeiul articolului 8 alineatul (10) din Regulamentul (CE) nr. 715/2009.  (3)   Planul de acțiuni preventive se bazează în primul rând pe măsurile de piață, nu impune o sarcină excesivă întreprinderilor din sectorul gazelor naturale și nici nu afectează în mod negativ funcționarea pieței interne a gazelor.  (4)   Statele membre și, în special, autoritățile lor competente se asigură că toate măsurile preventive nebazate pe piață, precum cele menționate în anexa VIII, adoptate la 1 noiembrie 2017 sau după această dată, indiferent dacă acestea fac parte din planul de acțiuni preventive sau sunt adoptate ulterior, respectă criteriile stabilite la articolul 6 alineatul (2) primul paragraf.  (5)  Autoritatea competentă face publică orice măsură menționată la alineatul (4) care nu a fost încă inclusă în planul de acțiuni preventive și notifică Comisiei descrierea oricărei astfel de măsuri și a impactului acesteia asupra pieței naționale a gazelor și, în măsura în care este posibil, a impactului acesteia asupra piețelor gazelor din alte state membre.  (6)   În cazul în care Comisia nu are certitudinea că o măsură menționată la alineatul (4) de la prezentul articol îndeplinește criteriile stabilite la articolul 6 alineatul (2) primul paragraf, aceasta solicită statului membru în cauză notificarea unei evaluări a impactului.  (7)  O evaluare a impactului în temeiul alineatului (6) vizează cel puțin următoarele aspecte:  (a) impactul potențial asupra dezvoltării pieței naționale a gazelor și a concurenței la nivel național;  (b) impactul potențial asupra pieței interne a gazelor;  (c) impactul potențial asupra siguranței furnizării de gaze a statelor membre învecinate, în special în cazul măsurilor care ar putea să reducă lichiditatea piețelor regionale sau să restrângă fluxurile către statele membre învecinate;  (d) costurile și beneficiile evaluate în comparație cu măsuri de piață alternative;  (e) o evaluare a necesității și a proporționalității în comparație cu alte măsuri de piață posibile;  (f) o apreciere a faptului dacă măsura garantează oportunități egale pentru toți participanții la piață;  (g) o strategie de eliminare treptată, durata prevăzută a măsurii preconizate și un calendar de revizuire adecvat.  Analiza menționată la literele (a) și (b) se efectuează de către autoritatea națională de reglementare. Evaluarea impactului este făcută publică de autoritatea competentă și este notificată Comisiei.  (8)   În cazul în care Comisia consideră, pe baza evaluării impactului, că măsura poate pune în pericol siguranța furnizării de gaze a altor state membre sau a Uniunii, aceasta ia o decizie în termen de patru luni de la notificarea evaluării impactului prin care solicită, în măsura în care este necesar, modificarea sau retragerea măsurii.  Măsura adoptată intră în vigoare doar atunci când este aprobată de Comisie sau după ce a fost modificată în conformitate cu decizia Comisiei.  Termenul de patru luni curge din ziua următoare primirii unei notificări complete. Termenul de patru luni poate fi prelungit cu acordul Comisiei împreună cu al autorității competente.  (9)  În cazul în care Comisia consideră, pe baza evaluării impactului, că măsura nu îndeplinește celelalte criterii prevăzute la articolul 6 alineatul (2) primul paragraf, aceasta poate emite un aviz în termen de patru luni de la notificarea evaluării impactului. Se aplică procedura stabilită la articolul 8 alineatele (8) și (9).  Termenul de patru luni curge din ziua următoare primirii unei notificări complete. Termenul de patru luni poate fi prelungit, de asemenea, prin acordul Comisiei împreună cu al autorității competente.  (10)   Articolul 8 alineatul (9) se aplică oricărei măsuri care face obiectul alineatelor (6)-(9) de la prezentul articol.  (11)   Planul de acțiuni preventive se actualizează la fiecare patru ani începând cu 1 martie 2019 sau mai frecvent dacă situația o impune, sau la cererea Comisiei. Planul actualizat reflectă versiunea actualizată a evaluării riscurilor și rezultatele testelor efectuate în conformitate cu articolul 10 alineatul (3). Articolul 8 se aplică planului actualizat. | | La articolul 104, alineatul (4) va avea următorul cuprins:  ,,(4) Planul de acțiuni se revizuiește o dată la 4 ani sau mai devreme, în caz de necesitate, sau la solicitarea Secretariatului Comunității Energetice. Planul de acțiuni se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova.”. | Compatibil | Parțial prevederile art. 9 din Regulamentul UE se regăsesc la art. 104 din Legea nr. 108/2016 cu privire la gazele naturale. Textul integral urmează a fi transpus în legislația națională prin act normativ subordonat legii. | Articol modificat în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC, ase vedea textul articolului în limba engleză:  ***Article 9***  **Content of preventive action plans**  1. The preventive action plan shall contain:  (a) the results of the risk assessment and a summary of the scenarios considered, as referred to in point (c) of Article 7(4);  (b) the definition of protected customers and the information described in the second subparagraph of Article 6(1);  (c) the measures, volumes and capacities needed to fulfil the infrastructure and gas supply standards laid down in Articles 5 and 6, including, where applicable, the extent to which demand-side measures can sufficiently compensate, in a timely manner, for a disruption of gas supply as referred to in Article 5(2), **<…>** the necessary gas volumes per category of protected customers and per scenario as referred to in Article 6(1), and any increased gas supply standard including any justification showing compliance with  the conditions laid down in Article 6(2) **<…>**;  (d) obligations imposed on natural gas undertakings, electricity undertakings where appropriate, and other relevant bodies likely to have an impact on the security of gas supply, such as obligations for the safe operation of the gas system;  (e) other preventive measures designed to address the risks identified in the risk assessment, such as those relating to the need to enhance interconnections between neighbouring **Contracting Parties**, to further improve energy efficiency, to reduce gas demand and the possibility to diversify gas routes and sources of gas supply and the regional utilisation of existing storage and LNG capacities, if appropriate, in order to maintain gas supply to all customers as far as possible;  (f) information on the economic impact, effectiveness and efficiency of the measures contained in the plan, including the obligations referred to in point (k);  (g) a description of the effects of the measures contained in the plan on the functioning of the **single** energy market as well as national markets, including the obligations referred to in point (k);  (h) a description of the impact of the measures on the environment and on customers;  (i) the mechanisms to be used for cooperation with other **Contracting Parties**, including the mechanisms for preparing and implementing preventive action plans and emergency plans;  (j) information on existing and future interconnections and infrastructure, including those providing access to the **single** market, cross-border flows, cross-border access to storage and LNG facilities and the bi-directional capacity, in particular in the event of an emergency;  (k) information on all public service obligations that relate to the security of gas supply.  Critical information relating to points (a), (c) and (d) of the first subparagraph which, if revealed, could endanger the security of gas supply, may be excluded.  2. **<…>**  3. The preventive action plan shall be based primarily on market-based measures and shall not put an undue burden on natural gas undertakings, or negatively impact on the functioning of the **single** market in gas.  4. **Contracting Parties**, and in particular their competent authorities, shall ensure that all preventive non-market-based measures, such as those referred to in Annex VIII, adopted on or after **entry into force of the Regulation**, irrespective of whether they are part of the preventive action plan or adopted subsequently, comply with the criteria laid down in the first subparagraph of Article 6(2).  5. The competent authority shall make public any measure referred to in paragraph 4 which has not yet been included in the preventive action plan, and shall notify to the **Energy Community Secretariat** the description of any such measure and of its impact on the national gas market and, to the extent possible, on the gas markets of other **Contracting Parties**.  6. If the **Energy Community Secretariat** doubts whether a measure referred to in paragraph 4 of this Article complies with the criteria laid down in the first subparagraph of Article 6(2) it shall request from the **Contracting Party** concerned the notification of an impact assessment.  7. An impact assessment pursuant to paragraph 6 shall cover at least the following:  (a) the potential impact on the development of the national gas market and competition at national level;  (b) the potential impact on the **single** gas market;  (c) the potential impact on the security of gas supply of neighbouring **Contracting Parties**, in particular  for those measures that could reduce the liquidity in regional markets or restrict flows to neighbouring  **Contracting Parties**;  (d) the costs and benefits, assessed against alternative market-based-measures;  (e) an assessment of necessity and proportionality in comparison with possible market-based measures;  (f) an appreciation whether the measure ensures equal possibilities for all market participants;  (g) a phase-out strategy, the expected duration of the envisaged measure and an appropriate review calendar.  The analysis referred to in points (a) and (b) shall be carried out by the national regulatory authority. The impact assessment shall be made public by the competent authority and shall be notified to the **Energy Community Secretariat**.  8. Where the **Energy Community Secretariat** considers, based on the impact assessment that the measure is likely to endanger the security of gas supply of other **Contracting Parties <…>** it shall **issue an opinion** within four months of notification of the impact assessment requiring, to the extent necessary, the amendment or withdrawal of the measure.  The adopted measure shall enter into force only when it **<…>** has been amended in accordance with the **Energy Community Secretariat’s opinion**.  The four-month period shall begin on the day following receipt of a complete notification. The fourmonth period may be extended with the consent of both the **Energy Community Secretariat** and the competent authority.  9. Where the **Energy Community Secretariat** considers, based on the impact assessment, that the measure does not comply with the criteria laid down in the first paragraph of Article 6(2), **<…>** the procedure set out in Article 8 **<…>** (9) shall apply.  **<…>**  10. Article 8(9) shall apply to any measure subject to paragraphs 6 to 9 of this Article.  11. The preventive action plan shall be updated every four years after **1 May 2024** or more frequently if the circumstances so warrant or at the **Energy Community Secretariat**’s request. The updated plan shall reflect the updated risk assessment and the results of the tests carried out in accordance with Article 10(3). Article 8 shall apply to the updated plan. | Ministerul Energiei,  ANRE |
| **Articolul 10**  **Conținutul planurilor de urgență**  (1)   Planul de urgență:  (a) se elaborează ținând cont de nivelurile de criză menționate la articolul 11 alineatul (1);  (b) definește rolul și responsabilitățile întreprinderilor din sectorul gazelor naturale, ale operatorilor de transport și de sistem pentru electricitate, dacă este cazul, și ale clienților industriali de gaze, inclusiv ale producătorilor de energie electrică relevanți, ținând seama de diferențele în ceea ce privește măsura în care aceștia sunt afectați în cazul unor perturbări ale furnizării de gaze, precum și interacțiunea acestora cu autoritățile competente și, acolo unde este cazul, cu autoritățile naționale de reglementare pentru fiecare dintre nivelurile de criză menționate la articolul 11 alineatul (1);  (c) definește rolul și responsabilitățile autorităților competente și ale celorlalte organisme cărora li s-au delegat sarcini în conformitate cu articolul 3 alineatul (2) pentru fiecare dintre nivelurile de criză menționate la articolul 11 alineatul (1);  (d) asigură faptul că întreprinderile din sectorul gazelor naturale și clienții industriali de gaze, inclusiv producătorii de energie electrică relevanți, au suficient timp să reacționeze în situația fiecăruia dintre nivelurile de criză menționate la articolul 11 alineatul (1);  (e) identifică, dacă este cazul, măsurile și acțiunile necesare pentru a atenua impactul potențial al unei perturbări în furnizarea de gaze asupra instalațiilor de termoficare și asupra furnizării de energie electrică produsă pe bază de gaze, inclusiv prin intermediul unei viziuni integrate asupra funcționării sistemelor energetice bazate pe energie electrică și gaz, dacă este relevantă;  (f) stabilește procedurile și măsurile detaliate care trebuie urmate pentru fiecare dintre nivelurile de criză menționate la articolul 11 alineatul (1), inclusiv planurile corespunzătoare pentru fluxurile de informații;  (g) desemnează un manager de criză și definește rolul acestuia;  (h) determină contribuția măsurilor de piață pentru gestionarea situației în cazul nivelului de alertă și pentru atenuarea situației în cazul nivelului de urgență;  (i) determină contribuția măsurilor nebazate pe piață, planificate sau care urmează a fi puse în aplicare în cazul nivelului de urgență, și evaluează necesitatea utilizării acestor măsuri nebazate pe piață pentru a face față unei crize. Se evaluează efectele măsurilor nebazate pe piață și se definesc procedurile necesare pentru punerea lor în aplicare. Măsurile nebazate pe piață trebuie utilizate numai în cazul în care mecanismele pieței nu mai pot asigura singure furnizarea, în special către clienții protejați, sau în vederea aplicării articolului 13;  (j) descrie mecanismele utilizate pentru cooperarea cu alte state membre pentru fiecare dintre nivelurile de criză menționate la articolul 11 alineatul (1) și procedurile privind schimbul de informații între autoritățile competente;  (k) detaliază obligațiile de raportare impuse întreprinderilor din sectorul gazelor naturale și, dacă este cazul, întreprinderilor din domeniul energiei electrice în cazul nivelurilor de alertă și de urgență;  (l) descrie dispozițiile tehnice sau juridice aplicabile pentru a preveni consumul de gaze nejustificat al clienților care sunt racordați la o rețea de distribuție sau de transport de gaze dar nu sunt clienți protejați;  (m) descrie dispozițiile tehnice, juridice și financiare în vigoare pentru a aplica obligațiile în materie de solidaritate prevăzute la articolul 13;  (n) include o estimare a volumelor de gaze care ar putea fi utilizate de clienții protejați în virtutea principiului solidarității, care să acopere cel puțin cazurile descrise la articolul 6 alineatul (1);  (o) întocmește o listă cu acțiuni predefinite pentru punerea la dispoziție a gazelor în cazul unei situații de urgență, inclusiv contractele comerciale dintre părțile implicate în aceste acțiuni și mecanismele de compensare pentru întreprinderile din sectorul gazelor naturale, dacă este cazul, luând în considerare în mod corespunzător confidențialitatea datelor sensibile. Astfel de acțiuni pot presupune, de exemplu, acorduri transfrontaliere între statele membre și/sau întreprinderile din sectorul gazelor naturale.  În scopul prevenirii unui consum de gaze nejustificat în timpul situațiilor de urgență, astfel cum se prevede la litera (l) de la primul paragraf, sau în timpul aplicării măsurilor prevăzute la articolul 11 alineatul (3) și la articolul 13, autoritatea competentă a statului membru vizat informează clienții care nu sunt clienți protejați că trebuie să oprească sau să reducă consumul de gaze, fără a crea situații nesigure din punct de vedere tehnic.  (2)   Planul de urgență se actualizează la fiecare patru ani începând cu 1 martie 2019 sau mai frecvent dacă situația o impune, sau la cererea Comisiei. Planul actualizat reflectă versiunea actualizată a evaluării riscurilor și a rezultatelor testelor efectuate în conformitate cu alineatul (3) de la prezentul articol. Articolul 8 alineatele (4)-(11) se aplică planului actualizat.  (3)   Măsurile, acțiunile și procedurile cuprinse în planul de urgență sunt testate cel puțin o dată între actualizările periodice ale acestuia efectuate la fiecare patru ani și menționate la alineatul (2). Pentru a testa planul de urgență, autoritatea competentă simulează scenarii cu impact mediu și ridicat și reacții în timp real în conformitate cu planul de urgență respectiv. Rezultatele testelor sunt prezentate GCG de către autoritatea competentă.  (4)   Planul de urgență garantează că, în cazul unei situații de urgență, accesul transfrontalier la infrastructură în conformitate cu Regulamentul (CE) nr. 715/2009 se menține, atât cât este posibil din punct de vedere tehnic și în condiții de siguranță, și nu introduce nicio măsură nejustificată de restricționare a fluxului de gaze între țări. | | La articolul 104, alineatul (4) va avea următorul cuprins:  ,,(4) Planul de acțiuni se revizuiește o dată la 4 ani sau mai devreme, în caz de necesitate, sau la solicitarea Secretariatului Comunității Energetice. Planul de acțiuni se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova.”. | Compatibil | Parțial prevederile art. 10 din Regulamentul UE se regăsesc la art. 104 din Legea nr. 108/2016 cu privire la gazele naturale. Textul integral urmează a fi transpus în legislația națională prin act normativ subordonat legii. | Articol modificat în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC, a se vede textul articolului în limba engleză:  ***Article 10***  **Content of emergency plans**  1. The emergency plan shall:  (a) build upon the crisis levels referred to in Article 11(1);  (b) define the role and responsibilities of natural gas undertakings, transmission system operators for electricity if relevant and of industrial gas customers including relevant electricity producers, taking account  of the different extent to which they are affected in the event of a disruption of gas supply, and their interaction with the competent authorities and where appropriate with the national regulatory authorities at each of the crisis levels referred to in Article 11(1);  (c) define the role and responsibilities of the competent authorities and of the other bodies to which tasks have been delegated as referred to in Article 3(2) at each of the crisis levels referred to in Article 11(1);  (d) ensure that natural gas undertakings and industrial gas customers including relevant electricity producers are given sufficient opportunity to respond to the crisis levels referred to in Article 11(1);  (e) identify, if appropriate, the measures and actions to be taken to mitigate the potential impact of a disruption of gas supply on district heating and the supply of electricity generated from gas, including  through an integrated view of energy systems operations across electricity and gas if relevant;  (f) establish detailed procedures and measures to be followed for the crisis levels referred to in Article 11(1), including the corresponding schemes on information flows;  (g) designate a crisis manager and define its role;  (h) identify the contribution of market-based measures for coping with the situation at alert level and mitigating the situation at emergency level;  (i) identify the contribution of non-market-based measures planned or to be implemented for the emergency level, and assess the degree to which the use of such non-market-based measures is necessary to cope with a crisis. The effects of the non-market-based measures shall be assessed and procedures for their implementation defined. Non-market- based measures are to be used only when market-based mechanisms alone can no longer ensure supplies, in particular to protected customers <…> ;  (j) describe the mechanisms used to cooperate with other **Contracting Parties** for the crisis levels referred to in Article 11(1) and information exchange arrangements between the competent authorities;  (k) detail the reporting obligations imposed on natural gas undertakings and, where appropriate, electricity undertakings at alert and emergency levels;  (l) describe the technical or legal arrangements in place to prevent undue gas consumption of customers who are connected to a gas distribution or transmission network but not protected customers;  (m) <…>;  (n) <…>  **(**o) establish a list of predefined actions to make gas available in the event of an emergency, including commercial agreements between the parties involved in such actions and the compensation mechanisms for natural gas undertakings where appropriate, taking due account of the confidentiality of sensitive data. <…>.  In order to prevent undue gas consumption during an emergency, as referred to in point (l) of the first subparagraph, or during the application of the measures referred to in Article 11(3) <…>, the competent authority of the **Contracting Party** concerned shall inform customers who are not protected customers that they are required to cease or reduce their gas consumption without creating technically unsafe situations.  2. The emergency plan shall be updated every four years after **1 May 2024** or more frequently if circumstances so warrant or at the **Energy Community Secretariat’s** request. The updated plan shall reflect the updated risk assessment and the results of the tests carried out in accordance with paragraph 3 of this Article. Article 8(4) to (11) shall apply to the updated plan.  3. The measures, actions and procedures contained in the emergency plan shall be tested at least once between its four-year updates referred to in paragraph 2. In order to test the emergency plan, the competent authority shall simulate high and medium impact scenarios and responses in real time in accordance with that emergency plan. The results of the tests shall be presented at the **Security of Supply Coordination Group** by the competent authority.  4. The emergency plan shall ensure that cross-border access to infrastructure in accordance with Regulation (EC) No 715/2009 **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**, is maintained as far as technically and safely possible in the event of an emergency and shall not introduce any measure unduly restricting the flow of gas across borders. | Ministerul Energiei,  ANRE |
| **Articolul 11**  **Declararea unei crize**  (1)   Există următoarele trei niveluri de criză:  (a) nivelul de alertă timpurie (denumit în continuare „alertă timpurie”): în cazul în care există informații concrete, sigure și fiabile, conform cărora ar putea avea loc un eveniment care ar deteriora în mod semnificativ situația în materie de furnizare de gaze și care ar putea conduce la declanșarea nivelului de alertă sau de urgență; nivelul de alertă timpurie poate fi activat printr-un mecanism de alertă timpurie;  (b) nivelul de alertă (denumit în continuare „alertă”): în cazul în care are loc o perturbare a furnizării de gaze sau o cerere de gaze excepțional de mare care afectează în mod semnificativ situația în materie de furnizare de gaze, dar piața este încă în măsură să gestioneze perturbarea sau cererea respectivă fără a fi nevoie să se recurgă la măsuri nebazate pe piață;  (c) nivelul de urgență (denumit în continuare „urgență”): în cazul unei cereri excepțional de mari sau al unei perturbări semnificative a furnizării de gaze sau al unui alt tip de deteriorare semnificativă a situației în materie de furnizare de gaze și toate măsurile de piață relevante au fost implementate, dar oferta de gaze este insuficientă pentru a satisface cererea rămasă neacoperită, astfel încât este nevoie să se introducă în plus măsuri nebazate pe piață în special în scopul garantării furnizării de gaze către clienții protejați, în conformitate cu articolul 6.  (2)   În cazul în care autoritatea competentă declară vreunul dintre nivelurile de criză menționate la alineatul (1), aceasta informează imediat Comisia, precum și autoritățile competente ale statelor membre cu care este statul membru al respectivei autorități este direct conectat și pune la dispoziția acestora toate informațiile necesare, în special informațiile cu privire la acțiunile pe care aceasta intenționează să le întreprindă. În cazul unei situații de urgență care ar putea genera o cerere de asistență din partea Uniunii și a statelor sale membre, autoritatea competentă a statului membru în cauză informează fără întârziere Centrul de coordonare a răspunsului la situații de urgență al Comisiei (ERCC).  (3)   În cazul în care un stat membru a declarat o situație de urgență și a indicat faptul că sunt necesare acțiuni transfrontaliere, standardele de furnizare suplimentară de gaze sau obligațiile suplimentare impuse întreprinderilor din sectorul gazelor naturale în alte state membre din cadrul aceluiași grup de risc în temeiul articolului 6 alineatul (2) sunt reduse temporar la nivelul stabilit la articolul 6 alineatul (1).  Obligațiile prevăzute la primul paragraf de la prezentul alineat încetează să se aplice imediat ce autoritatea competentă declară încheierea situației de urgență sau când Comisia concluzionează, în conformitate cu alineatul (8) primul paragraf, că declararea situației de urgență nu se mai justifică.  (4)   În cazul în care autoritatea competentă declară o situație de urgență, aceasta aplică acțiunile predefinite indicate în planul său de urgență și informează imediat Comisia și autoritățile competente din grupul de risc, precum și autoritățile competente ale statelor membre cu care statul membru al respectivei autorități este direct conectat, în special cu privire la acțiunile pe care intenționează să le întreprindă. În situații excepționale justificate în mod corespunzător, autoritatea competentă poate întreprinde acțiuni care se abat de la planul de urgență. Autoritatea competentă informează imediat Comisia și autoritățile competente din grupul de risc din care face parte, astfel cum se prevede în anexa I, precum și autoritățile competente ale statelor membre cu care statul membru al respectivei autorități este direct conectat în legătură cu orice astfel de acțiune și prezintă justificări pentru abaterea de la planul de urgență.  (5)   În cazul în care într-un stat membru învecinat este declarat un nivel de urgență, operatorul de transport și de sistem se asigură că se acordă prioritate capacității la punctele de interconexiune cu statul membru respectiv, indiferent dacă aceasta este fermă sau întreruptibilă și indiferent dacă aceasta a fost rezervată înainte sau în timpul urgenței, în detrimentul capacității concurente la punctele de ieșire către instalațiile de stocare. Utilizatorul de sistem al capacității căreia i se acordă prioritate plătește, în cel mai scurt timp posibil, o compensare echitabilă utilizatorului de sistem al capacității ferme pentru pierderile financiare ocazionate de această ordine a priorităților, inclusiv o rambursare proporțională pentru costurile legate de întreruperea capacității ferme. Procesul de determinare și de plată a compensării nu aduce atingere punerii în aplicare a regulii de acordare a priorității.  (6)   Statele membre și, în special, autoritățile competente garantează că:  (a) nu se introduce niciodată vreo măsură de restricționare nejustificată a fluxului de gaze în cadrul pieței interne;  (b) nu se introduce nicio măsură care ar putea pune în pericol în mod grav situația furnizării de gaze în alt stat membru; și  (c) accesul transfrontalier la infrastructură în conformitate cu Regulamentul (CE) nr. 715/2009 este menținut atât cât este posibil din punct de vedere tehnic și în condiții de siguranță, în conformitate cu planul de urgență.  (7)  În timpul unei situații de urgență și din motive întemeiate, la cererea operatorului relevant de transport și de sistem de energie electrică sau de gaze, un stat membru poate decide să acorde prioritate furnizării de gaze către anumite centrale electrice alimentate cu gaze și cu rol critic în rețea, în detrimentul furnizării de gaze către anumite categorii de clienți protejați, dacă nefurnizarea de gaze către respectivele centrale electrice alimentate cu gaze și cu rol critic în rețea fie:  (a) ar putea duce la o deteriorare gravă a funcționării sistemului de energie electrică; sau  (b) ar împiedica producția și/sau transportul de gaze.  Statele membre își bazează orice astfel de măsură pe evaluarea riscurilor.  Centralele electrice alimentate cu gaze și cu rol critic în rețea menționate la primul paragraf trebuie să fie clar identificate împreună cu posibilele volume de gaze care ar face obiectul unei astfel de măsuri și ar trebui să fie incluse în capitolele regionale ale planurilor de acțiuni preventive și ale planurilor de urgență. Identificarea lor trebuie să aibă loc în strânsă cooperare cu operatorii de transport și de sistem de energie electrică și de gaze din statul membru în cauză.  (8)   Comisia verifică, cât mai curând posibil, dar în orice caz în termen de cinci zile de la primirea informației menționate la alineatul (2) din partea autorității competente, dacă declararea situației de urgență este justificată în conformitate cu alineatul (1) litera (c) și dacă măsurile adoptate urmează cât se poate de strict acțiunile enumerate în planul de urgență, dacă aceste măsuri nu impun o povară excesivă pentru întreprinderile din sectorul gazelor naturale și dacă sunt în conformitate cu alineatul (6). Comisia poate, la cererea unei alte autorități competente, a întreprinderilor din sectorul gazelor naturale sau din proprie inițiativă, să solicite autorității competente modificarea măsurilor, în cazul în care acestea contravin condițiilor prevăzute la prima teză de la prezentul alineat. De asemenea, Comisia poate solicita autorității competente să declare încheierea situației de urgență, în cazul în care aceasta ajunge la concluzia că declararea unei situații de urgență nu se (mai) justifică în conformitate cu alineatul (1) litera (c).  În termen de trei zile de la notificarea solicitării Comisiei, autoritatea competentă modifică măsurile și informează Comisia în acest sens sau prezintă acesteia motivele pentru care nu este de acord cu solicitarea. În ultimul caz, Comisia poate, în termen de trei zile de când a fost informată, să își modifice sau să își retragă solicitarea, în vederea examinării chestiunii, ori să convoace autoritatea competentă sau, dacă este cazul, autoritățile competente vizate și, în cazul în care Comisia consideră că este necesar, GCG. Comisia expune în detaliu motivele pentru care solicită orice modificare a măsurii. Autoritatea competentă ține seama pe deplin de poziția Comisiei. În cazul în care decizia finală a autorității competente diferă de avizul Comisiei, autoritatea competentă prezintă motivele pe care se întemeiază decizia respectivă.  (9)   În cazul în care autoritatea competentă declară încheierea unuia dintre nivelurile de criză menționate la alineatul (1), aceasta informează Comisia, precum și autoritățile competente ale statelor membre cu care statul membru al respectivei autorități este direct conectat. | |  |  | Prevederile acestui articol vor fi transpuse în legislația națională prin act normativ subordonat legii. | Articol modificat în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC, ase vedea textul articolului în limba engleză:  ***Article 11***  **Declaration of a crisis**  1. There shall be the following three crisis levels:  (a) early warning level (‘early warning’): where there is concrete, serious and reliable information that an  event which is likely to result in significant deterioration of the gas supply situation may occur and is likely  to lead to the alert or the emergency level being triggered; the early warning level may be activated by  an early warning mechanism;  (b) alert level (‘alert’): where a disruption of gas supply or exceptionally high gas demand which results in significant deterioration of the gas supply situation occurs but the market is still able to manage that disruption or demand without the need to resort to non-market-based measures;  (c) emergency level (‘emergency’): where there is exceptionally high gas demand, significant disruption of gas supply or other significant deterioration of the gas supply situation and all relevant market-based measures have been implemented but the gas supply is insufficient to meet the remaining gas demand so that non-market-based measures have to be additionally introduced with a view, in particular, to safeguarding gas supplies to protected customers in accordance with Article 6.  2. When the competent authority declares one of the crisis levels referred to in paragraph 1, it shall immediately  inform the **Energy Community Secretariat** as well as the competent authorities of the **Contracting Parties** with which the **Contracting Party** of that competent authority is directly connected and provide them with all the necessary information, in particular with information on the action it intends to take <…>.  3. <…>  4. When the competent authority declares an emergency it shall follow the pre-defined action as set out in its emergency plan and shall immediately inform the **Energy Community Secretariat** <...> and the competent authorities of the **Contracting Parties** with which the **Contracting Party** of that competent authority is directly connected in particular of the action it intends to take. In duly justified exceptional circumstances, the competent authority may take action deviating from the emergency plan. The competent authority shall immediately inform the **Energy Community Secretariat** and <...> the competent authorities of the **Contracting Parties** with which the **Contracting Party** of that competent authority is directly connected, of any such action and shall provide a justification for the deviation.  5. The transmission system operator shall ensure that when an emergency is declared in a neighbouring **Contracting Party**, capacity at interconnection points to that **Contracting Party**, irrespective of whether firm or interruptible, and whether it has been booked before or during the emergency, has priority over competing capacity at exit points into storage facilities. The system user of the prioritised capacity shall promptly pay fair compensation to the system user of the firm capacity for the financial loss incurred as a result of prioritisation including a proportionate reimbursement for the cost of the firm capacity being interrupted. The process of determining and paying the compensation shall not affect the implementation of the priority rule.  6. The **Contracting Parties** and, in particular, the competent authorities shall ensure that:  (a) no measures are introduced which unduly restrict the flow of gas within the **single** market at any time;  (b) no measures are introduced that are likely seriously to endanger the gas supply situation in another **Contracting Party**; and  (c) cross-border access to infrastructure in accordance with Regulation (EC) No 715/2009 **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**, is maintained as far as technically and safely possible, in accordance with the emergency plan.  7. During an emergency and on reasonable grounds, upon a request of the relevant electricity or gas transmission system operator a **Contracting Party** may decide to prioritise the gas supply to certain critical gas-fired power plants over the gas supply to certain categories of protected customers, if the lack of gas supply to such critical gas-fired power plants either:  (a) could result in severe damage in the functioning of the electricity system; or  (b) would hamper the production and/or transportation of gas. **Contracting Parties** shall base any such measure on the risk assessment.  Critical gas-fired power plants as referred to in the first subparagraph shall be clearly identified together with the possible gas volumes that would be subject to such a measure and included in the regional chapters of the preventive action plans and emergency plans. Their identification shall be carried out in close cooperation with transmission system operators of the electricity system and the gas system of the **Contracting Party** concerned.  8. The **Energy Community Secretariat** shall verify, as soon as possible, but in any case within five days of receiving the information referred to in paragraph 2 from the competent authority, whether the declaration of an emergency is justified in accordance with point (c) of paragraph 1 and whether the measures  taken follow as closely as possible the actions listed in the emergency plan and are not imposing an undue burden on natural gas undertakings and are in accordance with paragraph 6. The **Energy Community Secretariat** may, at the request of another competent authority, natural gas undertakings or on its own initiative, request the competent authority to modify the measures where they are contrary to the conditions referred to in the first sentence of this paragraph. The **Energy Community Secretariat** may also request the competent authority to declare an end to the emergency where it concludes that the declaration of an emergency is not or is no longer justified in accordance with point (c) of paragraph 1.  Within three days of notification of the **Energy Community Secretariat** request, the competent authority shall modify the measures and shall notify the **Energy Community Secretariat** thereof, or shall inform the **Energy Community Secretariat** of the reasons for which it disagrees with the request. In the latter case, the **Energy Community Secretariat** may, within three days of being informed, amend or withdraw its request or, in order to consider the issue, convene the competent authority or, where appropriate, the competent authorities concerned, and, where **the Energy Community Secretariat** considers it to be necessary, the **Security of Supply Coordination Group**. The **Energy Community Secretariat** shall set out its detailed reasons for requesting any modification to the action. The competent authority shall take full account of the position of **the Energy Community Secretariat**. Where the final decision of the competent authority diverges from the **Energy Community Secretariat** position, the competent authority shall provide the reasons underlying such decision.  9. When the competent authority declares an end to one of the crisis levels referred to in paragraph 1, it shall inform the **Energy Community Secretariat** as well as the competent authorities of the **Contracting Parties** with which the **Contracting Party** of that competent authority is directly connected. | Ministerul Energiei,  ANRE |
| **Articolul 12**  **Reacțiile la situațiile de urgență la nivel regional și la nivelul Uniunii**  (1)   Comisia poate declara o situație de urgență la nivel regional sau la nivelul Uniunii la cererea unei autorități competente care a declarat o situație de urgență și după verificarea prevăzută la articolul 11 alineatul (8).  Comisia declară, după caz, o situație de urgență la nivel regional sau la nivelul Uniunii la cererea a cel puțin două autorități competente care au declarat o situație de urgență și în urma verificării efectuate în conformitate cu articolul 11 alineatul (8), în cazul în care există o legătură între cauzele unor astfel de situații de urgență.  În toate cazurile, atunci când declară o situație de urgență la nivel regional sau la nivelul Uniunii, Comisia, cu ajutorul mijloacelor de comunicare celor mai adecvate situației, strânge opinii și ține cont în mod corespunzător de toate informațiile relevante furnizate de celelalte autorități competente. În cazul în care Comisia decide, în urma unei evaluări că au fost depășite cauzele declarării situației de urgență la nivel regional sau la nivelul Uniunii, aceasta declară încetarea situației de urgență la nivel regional sau la nivelul Uniunii și își motivează decizia și informează Consiliul în legătură cu aceasta.  (2)   Comisia convoacă GCG imediat după declararea unei situații de urgență la nivel regional sau la nivelul Uniunii.  (3)   Într-o situație de urgență la nivel regional sau la nivelul Uniunii, Comisia coordonează acțiunile autorităților competente, ținând seama pe deplin de rezultatele consultării GCG și de informațiile relevante primite de la acest grup. În special, Comisia:  (a) asigură schimbul de informații;  (b) asigură consecvența și eficacitatea acțiunilor de la nivelul statelor membre și de la nivel regional față de cele de la nivelul Uniunii;  (c) coordonează acțiunile referitoare la țările terțe.  (4)   Comisia poate convoca un grup de gestionare a crizei compus din manageri de criză, potrivit articolului 10 alineatul (1) litera (g), din statele membre vizate de situația de urgență. Comisia, în consens cu managerii de criză, poate invita alte părți interesate să participe. Comisia se asigură că GCG este informat cu regularitate cu privire la activitățile desfășurate de grupul de gestionare a crizei.  (5)   Statele membre și, în special, autoritățile competente garantează că:  (a) nu se introduc niciodată măsuri de restricționare nejustificată a fluxului de gaze în cadrul pieței interne, în special a fluxului de gaze către piețele afectate;  (b) nu se introduce nicio măsură care poate pune în pericol în mod grav situația furnizării de gaze în alt stat membru; și  (c) accesul transfrontalier la infrastructură în conformitate cu Regulamentul (CE) nr. 715/2009 este menținut atât cât este posibil din punct de vedere tehnic și în condiții de siguranță, în conformitate cu planul de urgență.  (6)  În cazul în care, la cererea unei autorități competente sau a unei întreprinderi din sectorul gazelor naturale sau din proprie inițiativă, Comisia consideră că, într-o situație de urgență la nivel regional sau la nivelul Uniunii, o măsură luată de un stat membru sau de o autoritate competentă sau comportamentul unei întreprinderi din sectorul gazelor naturale contravine alineatului (5), Comisia solicită statului membru sau autorității competente să își modifice măsura sau să ia măsuri în sensul asigurării conformității cu alineatul (5), motivându-și solicitarea. Se are în vedere în permanență necesitatea funcționării în condiții de siguranță a rețelei de gaze.  În termen de trei zile de la notificarea solicitării Comisiei, statul membru sau autoritatea competentă își modifică măsura și notifică Comisiei acest lucru sau îi prezintă acesteia motivele pentru care nu este de acord cu solicitarea. În ultimul caz, Comisia poate, în termen de trei zile de când a fost informată, să își modifice sau să își retragă solicitarea sau să convoace statul membru sau autoritatea competentă și, în cazul în care Comisia consideră necesar, GCG pentru a examina chestiunea. Comisia expune în detaliu motivele pentru care solicită orice modificare a măsurii. Statul membru sau autoritatea competentă ține seama pe deplin de poziția Comisiei. În cazul în care decizia finală a autorității competente sau a statului membru diferă de poziția Comisiei, autoritatea competentă sau statul membru prezintă motivele care stau la baza deciziei respective.  (7)   Comisia, după consultarea GCG, întocmește o listă permanentă de rezervă pentru un grup operativ de monitorizare, compus din experți din sector și din reprezentanți ai Comisiei. Grupul operativ de monitorizare poate fi desfășurat în afara Uniunii, atunci când este necesar. Acesta monitorizează și raportează fluxurile de gaze care intră în Uniune, în cooperare cu țările terțe furnizoare și de tranzit.  (8)   Autoritatea competentă pune la dispoziția ERCC informațiile referitoare la orice nevoie de asistență. ERCC evaluează situația globală și emite recomandări cu privire la asistența care ar trebui acordată statelor membre celor mai afectate și, atunci când este cazul, țărilor terțe. | |  |  |  | Articol exclus în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC.  ***Article 12***  **<…>** |  |
| **Articolul 13**  **Solidaritate**  (1)   În cazul în care un stat membru a solicitat aplicarea măsurilor de solidaritate în temeiul prezentului articol, un stat membru conectat direct la statul membru solicitant sau, în cazul în care statul membru prevede acest lucru, autoritatea sa competentă sau operatorul de transport și de sistem sau operatorul sistemului de distribuție trebuie, în măsura în care este posibil fără a crea situații periculoase, să ia măsurile necesare pentru a se asigura că furnizarea de gaze către alți clienți decât clienții protejați în virtutea principiului solidarității este redusă sau este sistată în măsura în care este necesar și pentru atât timp cât nu este asigurată furnizarea de gaze către clienții protejați în virtutea principiului solidarității în statul membru solicitant. Statul membru solicitant se asigură că volumul de gaze relevant este livrat efectiv către clienții protejați în virtutea principiului solidarității de pe teritoriul său.  În circumstanțe excepționale și în urma unei cereri motivate în mod corespunzător din partea operatorului relevant de transport și de sistem de energie electrică sau de gaze către autoritatea sa competentă, furnizarea de gaze poate, de asemenea, să fie continuată în cazul anumitor centrale electrice alimentate cu gaze și cu rol critic în rețea, astfel cum sunt definite în temeiul articolului 11 alineatul (7), din statul membru care acordă ajutor de solidaritate, dacă lipsa furnizării de gaze către astfel de centrale ar avea ca rezultat deteriorarea gravă a funcționării sistemului de energie electrică sau ar împiedica producția și/sau transportul de gaze.  (2)   Un stat membru acordă ajutorul de solidaritate și unui alt stat membru cu care este conectat prin intermediul unei țări terțe, cu excepția cazului în care fluxurile sunt restricționate pe teritoriul țării terțe. O astfel de extindere a măsurilor face obiectul unui acord între statele membre relevante, care implică, după caz, țara terță prin care sunt conectate.  (3)  O măsură de solidaritate se ia în ultimă instanță și nu se aplică decât în cazul în care statul membru solicitant:  (a) nu au fost în măsură să acopere deficitul în furnizarea de gaze pentru clienții săi protejați în virtutea principiului solidarității, în pofida aplicării măsurii prevăzute la articolul 11 alineatul (3);  (b) a epuizat toate măsurile de piață și toate măsurile prevăzute în planul său de urgență;  (c) a notificat o cerere explicită adresată Comisiei și autorităților competente din toate statele membre cu care este conectat fie direct, fie, în temeiul alineatului (2), printr-o țară terță, însoțită de o descriere a măsurilor puse în aplicare menționate la litera (b) de la prezentul alineat;  (d) se angajează să plătească o compensare echitabilă și promptă statului membru care acordă ajutor de solidaritate în conformitate cu alineatul (8).  (4)   În cazul în care există mai mult de un stat membru care ar putea acorda ajutor de solidaritate unui stat membru solicitant, statul membru solicitant, după ce consultă toate statele membre care acordă ajutor de solidaritate, selectează oferta cea mai avantajoasă din punctul de vedere al costului, al rapidității livrării, al fiabilității și diversificării surselor de gaze. Statele membre în cauză avansează astfel de oferte pe baza unor măsuri voluntare axate pe cerere în cea mai mare măsură posibilă și pentru o durată cât mai lungă posibil înainte de a recurge la măsuri nebazate pe piață.  (5)   În cazul în care măsurile de piață se dovedesc insuficiente pentru statul membru care acordă ajutor de solidaritate pentru a aborda deficitul în materie de furnizarea de gaze către clienții protejați în virtutea principiului solidarității în statul membru solicitant, statul membru care acordă ajutor de solidaritate poate introduce măsuri nebazate pe piață pentru a respecta obligațiile prevăzute la alineatele (1) și (2).  (6)   Autoritatea competentă din statul membru solicitant informează imediat Comisia și autoritățile competente din statele membre care furnizează ajutorul de solidaritate atunci când furnizarea de gaze către clienții protejați în virtutea principiului solidarității de pe teritoriul său a fost asigurată sau în cazul în care obligațiile prevăzute la alineatele (1) și (2) sunt, ținând seama de nevoile sale, și la cererea sa, reduse sau în cazul în care sunt suspendate la cererea statului membru care beneficiază de ajutorul de solidaritate.  (7)   Obligațiile de la alineatele (1) și (2) se aplică sub rezerva funcționării sigure și fiabile din punct de vedere tehnic a sistemului de gaze al unui stat membru care acordă ajutor de solidaritate și a limitei capacității maxime de interconexiune destinate exportului a infrastructurii statului membru relevant către statul membru solicitant. Aceste circumstanțe, în special cele în care piața va asigura livrări până la capacitatea maximă de interconexiune, pot fi reflectate în cadrul unor acorduri tehnice, juridice și financiare.  (8)   Ajutorul de solidaritate în temeiul prezentului regulament este furnizat pe bază de compensare. Statul membru care solicită ajutor de solidaritate plătește prompt sau asigură plata la timp a unei compensări echitabile statului care acordă ajutor de solidaritate. Această compensare echitabilă trebuie să acopere cel puțin:  (a) gazele livrate pe teritoriul statului membru solicitant;  (b) toate celelalte costuri relevante și rezonabile generate de acordarea ajutorului de solidaritate, inclusiv, după caz, costurile unor măsuri care ar fi putut fi stabilite în prealabil;  (c) rambursarea oricărei compensări plătite de statul membru care acordă ajutor de solidaritate unor entități implicate în acordarea ajutorului de solidaritate, ca urmare a unor proceduri judiciare, proceduri de arbitraj sau proceduri similare și ca urmare a soluționării litigiilor, precum și rambursarea costurilor aferente unor astfel de proceduri.  Compensația echitabilă în conformitate cu primul paragraf include, între altele, toate costurile rezonabile pe care statul membru care acordă ajutorul de solidaritate le suportă ca urmare a obligației de a plăti compensații în temeiul drepturilor fundamentale garantate de dreptul Uniunii și în temeiul obligațiilor internaționale în vigoare în momentul punerii în aplicare a prezentului articol, precum și costurile rezonabile suplimentare suportate din plata de compensații în conformitate cu normele naționale de compensare.  Până la 1 decembrie 2018, statele membre adoptă măsurile necesare, în special acordurile tehnice, juridice și financiare în temeiul alineatului (10), pentru a pune în aplicare primul și al doilea paragraf de la prezentul alineat. Aceste măsuri pot să prevadă modalități practice de efectuare promptă a plăților.  (9)   Statele membre se asigură că dispozițiile prezentului articol sunt puse în aplicare în conformitate cu tratatele, cu Carta drepturilor fundamentale a Uniunii Europene și cu obligațiile internaționale aplicabile. Statele membre iau măsurile necesare în acest sens.  (10)   Până la 1 decembrie 2018, statele membre adoptă măsurile necesare, inclusiv cele convenite în acordurile tehnice, juridice și financiare, pentru a se asigura că se furnizează gaze clienților protejați în virtutea principiului solidarității în statul membru solicitant în conformitate cu alineatele (1) și (2). Acordurile tehnice, juridice și financiare sunt convenite între statele membre care sunt conectate direct sau, în conformitate cu alineatul (2), prin intermediul unei țări terțe, și sunt descrise în planurile de urgență ale acestora. Aceste acorduri pot include, între altele, următoarele elemente:  (a) securitatea operațională a rețelelor;  (b) prețurile gazelor care urmează să fie aplicate și/sau metodologia de stabilire a acestora, ținând seama de impactul asupra funcționării pieței;  (c) utilizarea interconexiunilor, inclusiv a capacității bidirecționale și a depozitării subterane a gazelor;  (d) volumele de gaze sau metodologia de stabilire a acestora;  (e) categoriile de costuri care vor trebui să fie acoperite printr-o compensație echitabilă și promptă care poate include despăgubiri pentru restricțiile impuse la nivelul sectorului;  (f) indicarea modului în care ar putea fi calculată compensația echitabilă.  Acordurile financiare convenite între statele membre înainte de solicitarea ajutorului de solidaritate conțin dispoziții care permit calcularea compensației echitabile pentru cel puțin toate costurile relevante și rezonabile suportate cu ocazia acordării ajutorului de solidaritate, precum și angajamentul privind plata unei astfel de compensații.  Orice mecanism de compensare oferă stimulente pentru a participa la soluții bazate pe piață, cum ar fi licitațiile și mecanismele de răspuns la cerere. Acesta nu creează stimulente neloiale, inclusiv din punct de vedere financiar, pentru ca actorii de pe piață să își amâne acțiunile până când se aplică măsuri nebazate pe piață. Toate mecanismele de compensare sau, cel puțin, rezumatele acestora sunt incluse în planurile de urgență.  (11)   Atât timp cât un stat membru poate acoperi din propria producție consumul de gaze al clienților săi protejați în virtutea principiului solidarității, acesta este scutit de obligația de a încheia acorduri tehnice, juridice și financiare cu statele membre cu care este conectat direct sau, în conformitate cu alineatul (2), prin intermediul unei țări terțe, cu scopul de a beneficia de ajutor de solidaritate. O astfel de scutire nu afectează obligația statului membru relevant de a acorda ajutor de solidaritate altor state membre în temeiul prezentului articol.  (12)   Până la 1 decembrie 2017 și după consultarea GCG, Comisia oferă orientări fără caracter obligatoriu din punct de vedere juridic pentru elementele esențiale ale acordurilor tehnice, juridice și financiare, în special cu privire la modalitatea de punere în practică a elementelor descrise la alineatele (8) și (10).  (13)   În cazul în care statele membre nu ajung la un acord cu privire la acordurile tehnice, juridice și financiare necesare până la 1 octombrie 2018, Comisia poate propune, după consultare cu autoritățile competente în cauză, un cadru pentru aceste măsuri care să stabilească principiile necesare pentru a le face operaționale și care se bazează pe orientările Comisiei stabilite la alineatul (12). Statele membre își finalizează acordurile până la 1 decembrie 2018, ținând seama în cea mai mare măsură de propunerea Comisiei.  (14)   Aplicabilitatea prezentului articol nu este afectată în cazul în care statele membre nu convin asupra acordurilor lor tehnice, juridice și financiare sau nu sunt în măsură să le finalizeze. Într-un astfel de caz, statele membre în cauză se pun de acord cu privire la măsurile ad-hoc necesare, iar statul membru care solicită ajutor de solidaritate își asumă un angajament în conformitate cu alineatul (3) litera (d).  (15) Obligațiile prevăzute la alineatele (1) și (2) de la prezentul articol încetează să se aplice imediat după declararea încheierii situației de urgență sau când Comisia concluzionează, în conformitate cu articolul 11 alineatul (8) primul paragraf, că declararea situației de urgență nu se (mai) justifică.  (16)   În cazul în care Uniunea suportă costuri ce decurg dintr-o responsabilitate, alta decât cea pentru acte sau comportamente ilegale în temeiul articolului 340 al doilea paragraf din TFUE, în legătură cu măsurile pe care statele membre sunt obligate să le adopte în conformitate cu prezentul articol, aceste costuri i se rambursează de către statul membru care beneficiază de ajutorul de solidaritate. | |  |  |  | Articol exclus în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC.  ***Article 13***  **<…>** |  |
| **Articolul 14**  **Schimbul de informații**  (1)   În cazul în care un stat membru a declarat unul dintre nivelurile de criză menționate la articolul 11 alineatul (1), întreprinderile în cauză din sectorul gazelor naturale pun zilnic la dispoziția autorității competente a statului membru respectiv în special informațiile următoare:  (a) previziuni pentru următoarele trei zile ale cererii zilnice de gaze și ale furnizării zilnice de gaze în milioane de metri cubi pe zi (milioane de m3/zi);  (b) fluxul de gaze zilnic la toate punctele de intrare și ieșire transfrontaliere, precum și la toate punctele care racordează o instalație de producție, o instalație de stocare sau un terminal GNL la rețea, în milioane de metri cubi pe zi (milioane de m3/zi);  (c) perioada, exprimată în zile, pentru care se estimează că este posibilă asigurarea furnizării de gaze către clienții protejați.  (2)   În cazul unei urgențe la nivel regional sau la nivelul Uniunii, Comisia poate solicita autorității competente menționate la alineatul (1) să îi furnizeze fără întârziere cel puțin:  (a) informațiile prevăzute la alineatul (1);  (b) informațiile privind măsurile planificate care urmează a fi luate și acele măsurile deja implementate de autoritatea competentă pentru atenuarea situației de urgență, precum și informații privind eficacitatea acestora;  (c) cererile referitoare la măsurile suplimentare care trebuie luate de alte autorități competente;  (d) măsurile implementate la cererea altor autorități competente.  (3)   Ulterior unei situații de urgență, autoritatea competentă menționată la alineatul (1) furnizează Comisiei, în cel mai scurt timp și în termen de șase săptămâni de la încetarea situației de urgență, o evaluare detaliată a situației de urgență și a eficacității măsurilor implementate, inclusiv evaluarea impactului economic al situației de urgență, a impactului asupra sectorului energiei electrice și evaluarea asistenței furnizate Uniunii și statelor sale membre sau primite de la acestea. Aceste evaluări sunt puse la dispoziția GCG și se reflectă în actualizarea planurilor de acțiuni preventive și a planurilor de urgență.  Comisia analizează evaluările autorităților competente și informează statele membre, Parlamentul European și GCG cu privire la rezultatele analizei, într-o formă agregată.  (4)   În circumstanțe justificate în mod corespunzător, indiferent dacă se declară sau nu o situație de urgență, autoritatea competentă a statului membru cel mai afectat poate solicita întreprinderilor din sectorul gazelor naturale să furnizeze informațiile menționate la alineatul (1) sau informațiile suplimentare necesare pentru a evalua situația globală a furnizării de gaze în statul membru în cauză sau în alte state membre, inclusiv informațiile contractuale, altele decât informațiile referitoare la prețuri. Comisia poate solicita din partea autorităților competente informațiile furnizate de întreprinderile din sectorul gazelor naturale în temeiul prezentului alineat, cu condiția ca aceleași informații să nu fi fost transmise deja Comisiei.  (5)   În cazul în care Comisia consideră că furnizarea de gaze în Uniune sau într-o parte a Uniunii este sau ar putea fi periclitată într-o măsură care poate conduce la declararea unuia dintre nivelurile de criză menționate la articolul 11 alineatul (1), ea poate solicita autorităților competente în cauză să colecteze și să transmită Comisiei informațiile necesare pentru a evalua situația furnizării de gaze. Comisia comunică evaluarea sa GCG.  (6)   Pentru a permite autorităților competente și Comisiei să evalueze situația siguranței furnizării la nivel național, regional și la nivelul Uniunii, fiecare întreprindere din sectorul gazelor naturale notifică:  (a) autorității competente în cauză următoarele detalii ale contractelor de furnizare a gazelor cu o dimensiune transfrontalieră și o durată mai mare de un an pe care le-a încheiat în vederea furnizării de gaze:  (i) durata contractului;  (ii) volumele anuale contractate;  (iii) volumele zilnice maxime contractate în caz de alertă sau de urgență;  (iv) punctele de livrare contractate;  (v) volumele de gaze minime zilnice și lunare;  (vi) condițiile de suspendare a livrărilor de gaze;  (vii) o indicație dacă contractul, în mod individual sau cumulativ cu contractele sale încheiate cu același furnizor sau cu filialele acestuia, este echivalent cu sau depășește pragul de 28 % menționat la alineatul (6) litera (b), în statul membru cel mai afectat.  (b) autorității competente din statul membru cel mai afectat, imediat după încheierea sau modificarea lor, contractele sale de furnizare a gazelor cu o durată mai mare de un an, încheiate sau modificate la 1 noiembrie 2017 sau după această dată, care, în mod individual sau cumulativ cu contractele sale încheiate cu același furnizor sau cu filialele acestuia, sunt echivalente cu cel puțin 28 % din consumul anual de gaze în statul membru respectiv care este calculat pe baza celor mai recente date disponibile. În plus, până la data de 2 noiembrie 2018, întreprinderile din sectorul gazelor naturale notifică autoritatea competentă cu privire la toate contractele existente care îndeplinesc aceleași condiții. Obligația de notificare nu se referă la informațiile referitoare la prețuri și nu se aplică modificărilor care vizează numai prețul gazelor. Obligația de notificare se aplică, de asemenea, tuturor acordurilor comerciale relevante pentru executarea contractului de furnizare a gazelor, cu excepția informațiilor referitoare la prețuri.  Autoritatea competentă notifică Comisiei în formă anonimizată datele enumerate la primul paragraf litera (a). În cazul încheierii unor contracte noi sau al unor modificări ale contractelor existente, toate datele trebuie transmise până la sfârșitul lunii septembrie a anului relevant. În cazul în care autoritatea competentă are îndoieli că un anumit contract obținut în temeiul primului paragraf litera (b) pune în pericol siguranța furnizării de gaze a unui stat membru sau a unei regiuni, aceasta notifică contractul Comisiei.  (7)  În circumstanțe justificate în mod corespunzător de necesitatea garantării transparenței contractelor esențiale de furnizare a gazelor relevante pentru siguranța furnizării de gaze și în cazul în care autoritatea competentă a statului membru cel mai afectat sau Comisia consideră că un contract de furnizare a gazelor ar putea afecta siguranța furnizării de gaze a unui stat membru, a unei regiuni sau a Uniunii, autoritatea competentă a statului membru sau Comisia poate solicita întreprinderii din sectorul gazelor naturale să furnizeze detaliile contractului relevante pentru evaluarea impactului acestuia asupra siguranței furnizării de gaze, excluzând informațiile referitoare la prețuri. Cererea se motivează și poate acoperi, de asemenea, detaliile oricărui alt acord comercial relevant pentru executarea contractului de furnizare a gazelor, excluzând informațiile referitoare la prețuri. Justificarea include proporționalitatea sarcinii administrative implicate.  (8)   Autoritățile competente care primesc informații în temeiul alineatului (6) litera (b) sau al alineatului (7) de la prezentul articol evaluează informațiile primite în ceea ce privește siguranța furnizării de gaze în termen de trei luni și prezintă Comisiei rezultatele evaluării acestora.  (9)   Autoritatea competentă ține cont de informațiile primite în temeiul prezentului articol în momentul pregătirii evaluării riscurilor, a planului de acțiuni preventive și a planului de urgență sau a actualizărilor lor respective. Comisia poate adopta un aviz prin care să propună autorității competente să modifice evaluările riscurilor sau planurile, pe baza informațiilor primite în temeiul prezentului articol. Autoritatea competentă în cauză revizuiește evaluarea riscurilor și planurile vizate de cerere, în conformitate cu procedura prevăzută la articolul 8 alineatul (9).  (10)   Până la 2 mai 2019, statele membre stabilesc normele privind sancțiunile aplicabile în cazul încălcării de către întreprinderile din sectorul gazelor naturale a alineatului (6) sau (7) de la prezentul articol și iau toate măsurile necesare pentru a garanta punerea acestora în aplicare. Sancțiunile prevăzute sunt eficace, proporționale și cu efect de descurajare.  (11)   În sensul prezentului articol, „statul membru cel mai afectat” înseamnă un stat membru în care o parte contractantă la un anumit contract înregistrează cea mai mare parte a vânzărilor de gaze sau cei mai mulți clienți.  (12)   Toate contractele sau informațiile contractuale primite în temeiul alineatelor (6) și (7), precum și evaluările respective ale autorităților competente sau ale Comisiei trebuie să rămână confidențiale. Autoritățile competente și Comisia garantează confidențialitatea deplină. | |  |  | Prevederile acestui articol vor fi transpuse în legislația națională prin act normativ subordonat legii. | Articol modificat în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC, a se vedea textul articolului în limba engleză:  ***Article 14***  **Information exchange**  1. Where a **Contracting Party** has declared one of the crisis levels referred to in Article 11(1), the natural gas undertakings concerned shall make available, on a daily basis, in particular the following information to the competent authority of the **Contracting Party** concerned:  (a) the daily gas demand and gas supply forecasts for the following three days, in million cubic meters per day (mcm/d);  (b) the daily flow of gas at all cross-border entry and exit points as well as at all points connecting a production facility, a storage facility or an LNG terminal to the network, in million cubic meters per day (mcm/d);  (c) the period, expressed in days, for which it is expected that supply of gas to protected customers can be ensured.  2. **<….>**  3. After an emergency, the competent authority referred to in paragraph 1 shall, as soon as possible and at the latest six weeks after the lifting of the emergency, provide the **Energy Community Secretariat** with a detailed assessment of the emergency and the effectiveness of the measures implemented, including an assessment of the economic impact of the emergency, the impact on the electricity sector and the assistance provided to or received from, **<…>** the **Contracting Parties**. Such assessment shall be made  available to the **Security of Supply Coordination Group** and shall be reflected in the updates of the preventive action plans and the emergency plans.  The **Energy Community Secretariat** shall analyse the assessments of the competent authorities and shall inform the **Contracting Parties**, **the Ministerial Council** and the **Security of Supply Coordination Group**, of the results of its analysis in an aggregated form.  4. In duly justified circumstances irrespective of a declaration of an emergency, the competent authority of the most affected **Contracting Party** may require natural gas undertakings to provide the information referred to in paragraph 1 or additional information necessary to assess the overall situation of the gas supply in the **Contracting Party** or other Member States and **Contracting Parties**, including contractual information, other than price information. The **Energy Community Secretariat** may request from the **Contracting Party**’s competent authorities the information provided by natural gas undertakings under this paragraph, provided that the same information has not been transmitted already to the **Energy Community Secretariat**.  5. **<….>**  6. In order for the competent authorities and the **Energy Community Secretariat** to assess the security of gas supply situation at national **<…>** level, each natural gas undertaking shall notify:  (a) to the competent authority concerned the following details of gas supply contracts with a cross-border dimension and a duration of more than one year which it has concluded to procure gas:  (i) contract duration;  (ii) yearly contracted volumes;  (iii) contracted maximum daily volumes in the event of an alert or emergency;  (iv) contracted delivery points;  (v) minimum daily and monthly gas volumes;  (vi) conditions for the suspension of gas deliveries.  (vii) an indication whether the contract individually or cumulatively with its contracts with the same supplier or its affiliates is equivalent to or exceeds the threshold of 28 % as referred to in point (b) of paragraph 6 in the most affected **Contracting Party**.  (b) to the competent authority of the most affected **Contracting Party** immediately after their conclusion or modification its gas supply contracts with a duration of more than one year, concluded or modified on or after **entry into force of the Regulation** that individually or cumulatively with its contracts with the same supplier or its affiliates is equivalent to 28 % or more of yearly gas consumption in **Contracting Party** to be calculated on the basis of the most recent available data. In addition, by **1 January 2024** natural gas undertakings shall notify the competent authority of all existing contracts fulfilling the same conditions.  The notification obligation shall not cover price information and shall not apply to the modifications related only to the gas price. The notification obligation shall also apply to all commercial agreements that are relevant for the execution of the gas supply contract excluding price information.  The competent authority, shall notify the data listed in point (a) of the first subparagraph to the **Energy Community Secretariat** in an anonymised form. In the event of new contracts being concluded or changes being made to existing contracts, the whole set of data shall be notified by the end of September of the relevant year. Where the competent authority has doubts whether a given contract obtained under point (b) of the first subparagraph puts the security of gas supply of a **Contracting Party**, it shall notify the contract to **Energy Community Secretariat**.  7. In circumstances duly justified by the need to guarantee transparency of key gas supply contracts relevant to the security of gas supply, and where the competent authority of the most affected **Contracting Party** or the **Energy Community Secretariat** considers that a gas supply contract may jeopardise the security of gas supply of a **Contracting Party <…>** the competent authority of the **Contracting Party** or the **Energy Community Secretariat** may request the natural gas undertaking to provide the contract,  excluding price information, for the assessment of its impact on the security of gas supply. The request shall be reasoned and may cover also details of any other commercial agreements that are relevant for the execution of the gas supply contract excluding price information. The justification shall include the proportionality of the administrative burden involved.  8. The competent authorities that receive information on the basis of point (b) of paragraph 6 or paragraph 7 of this Article shall assess the received information for security of gas supply purposes within three months and submit the results of their assessment to the **Energy Community Secretariat**.  9. The competent authority shall take into account the information received under this Article in the preparation of the risk assessment, preventive action plan and emergency plan or their respective updates. The **Energy Community Secretariat** may adopt an opinion proposing to the competent authority to amend the risk assessments or plans on the basis of the information received under this Article. The competent authority concerned shall review the risk assessment and the plans concerned by the request in accordance  with the procedure set out in Article 8(9).  10. By **1 July 2024** the **Contracting Parties** shall lay down the rules on penalties applicable to infringements by natural gas undertakings of paragraph 6 or 7 of this Article and shall take all measures necessary to ensure that they are implemented. The penalties provided for shall be effective, proportionate and dissuasive.  11. For the purpose of this Article, ‘the most affected **Contracting Party”** shall mean a **Contracting Party** where a contract party of a given contract has the most of its sales of gas or customers located.  12. All contracts or contractual information received on the basis of paragraphs 6 and 7 as well as the respective assessments by the competent authorities or the **Energy Community Secretariat** shall remain  confidential. The competent authorities and the **Energy Community Secretariat** shall ensure full  confidentiality. | Ministerul Energiei,  ANRE |
| **Articolul 15**  **Secretul profesional**  (1)  Orice informație sensibilă din punct de vedere comercial primită, schimbată sau transmisă în temeiul articolului 14 alineatele (4)-(8) și al articolului 18, cu excepția rezultatelor evaluărilor menționate la articolul 14 alineatele (3) și (5), este confidențială și face obiectul condițiilor de păstrare a secretului profesional prevăzute la prezentul articol.  (2)   Obligația de păstrare a secretului profesional se aplică următoarelor persoane care primesc informații confidențiale în conformitate cu prezentul regulament:  (a) persoanelor care lucrează sau au lucrat pentru Comisie;  (b) auditorilor și experților mandatați de Comisie;  (c) persoanelor care lucrează sau au lucrat pentru autoritățile competente și autoritățile naționale de reglementare sau pentru alte autorități relevante;  (d) auditorilor și experților mandatați de autoritățile competente și autoritățile naționale de reglementare sau de alte autorități relevante.  (3)   Fără a aduce atingere cazurilor reglementate în dreptul penal sau altor dispoziții ale prezentului regulament ori ale dreptului relevant al Uniunii, informațiile confidențiale primite de persoanele menționate la alineatul (2) în exercițiul funcțiunii nu pot fi divulgate niciunei alte persoane sau autorități decât într-o formă prescurtată sau agregată care să nu permită identificarea niciunui participant la piață sau a unei piețe.  (4)   Fără a aduce atingere cazurilor care fac obiectul dreptului penal, Comisia, autoritățile competente și autoritățile naționale de reglementare, organismele sau persoanele care primesc informații confidențiale în temeiul prezentului regulament pot utiliza informațiile confidențiale numai în executarea sarcinilor lor și pentru exercitarea funcțiilor lor. Alte autorități, organisme sau persoane pot utiliza aceste informații în scopul în care le-au fost furnizate sau în cadrul unor proceduri administrative sau judiciare specific legate de exercitarea funcțiilor lor. | |  |  | Prevederile acestui articol vor fi transpuse în legislația națională prin act normativ subordonat legii. | Articol modificat în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC. În textul articolului cuvântul ,,Comisie” a fost substituit cu cuvintele ,,Secretariatul Comunității Energetice”. | Ministerul Energiei,  ANRE |
| **Articolul 16**  **Cooperarea cu părțile contractante la Comunitatea Energiei**  (1)   În cazul în care statele membre și părțile contractante la Comunitatea Energiei cooperează în procesul de elaborare a evaluărilor riscurilor și a planurilor de acțiuni preventive și a planurilor de urgență, această cooperare poate include, în special, identificarea interacțiunii și a corelării riscurilor și consultări cu scopul de a asigura consecvența planurilor de acțiuni preventive și a planurilor de urgență la nivel transfrontalier.  (2)   În privința alineatului (1), părțile contractante la Comunitatea Energiei pot participa la GCG la invitația Comisiei cu privire la toate chestiunile de interes comun.  (3)   Statele membre asigură că obligațiile de înmagazinare în temeiul prezentului regulament sunt îndeplinite prin utilizarea de instalații de înmagazinare din Uniune. Cu toate acestea, cooperarea dintre statele membre și părțile contractante la Comunitatea Energiei poate include acorduri voluntare care să vizeze utilizarea capacității de înmagazinare furnizate de părțile contractante la Comunitatea Energiei pentru stocarea de volume suplimentare de gaze pentru statele membre. | |  |  |  | Articol exclus în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC.  ***Article 16***  **<…>** |  |
| **Articolul 17**  **Monitorizarea de către Comisie**  Comisia exercită o monitorizare continuă a măsurilor menite să garanteze siguranța furnizării de gaze și informează în mod periodic GCG.  Pe baza evaluărilor menționate la articolul 8 alineatul (7), până la 1 septembrie 2023, Comisia extrage concluzii cu privire la mijloacele posibile de ameliorare a siguranței furnizării de gaze la nivelul Uniunii și prezintă un raport Parlamentului European și Consiliului cu privire la aplicarea prezentului regulament, incluzând, dacă este cazul, propuneri legislative pentru modificarea acestuia. | |  |  | Prevederi care nu au fost transpuse în legislația națională întrucât vizează instituțiile din cadrul TCE. | Articol modificat în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC, a se vedea textul articolului în limba engleză:  ***Article 17***  **Monitoring by the Energy Community Secretariat**  **The Energy Community Secretariat** shall carry out continuous monitoring of security of gas supply  measures **in the Contracting Parties and report regularly to the Security of Supply Coordination Group, the Permanent High Level Group and the Ministerial Council.**  **<…>** |  |
| **Articolul 17a**  **Raportul Comisiei**  (1)   Până la 28 februarie 2023, și ulterior anual, Comisia prezintă rapoarte Parlamentului European și Consiliului, care conțin:  (a) o prezentare generală a măsurilor luate de statele membre pentru îndeplinirea obligațiilor de înmagazinare;  (b) o prezentare generală a timpului necesar pentru procedura de certificare prevăzută la articolul 3a din Regulamentul (CE) nr. 715/2009;  (c) o prezentare a măsurilor solicitate de Comisie pentru a asigura respectarea traiectoriilor de constituire de stocuri și a obiectivelor de constituire de stocuri;  (d) o analiză a efectelor potențiale ale prezentului regulament asupra prețurilor gazelor, precum și a economiilor potențiale de gaze în raport cu articolul 6b alineatul (4). | |  |  | Prevederi care nu au fost transpuse în legislația națională întrucât vizează instituțiile din cadrul TCE. | Articol modificat în versiunile adaptate conform Deciziilor Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC și nr.2022/01/MC-EnC, a se vedea textul articolului în limba engleză:  ***Article 17a***  **Reporting**  1. By **1 June** 2023 and annually thereafter, the **Energy Community Secretariat** shall submit reports to the **Ministerial** Council, containing:  (a) an overview of the measures taken by the **Contracting Parties** to fulfil the storage obligations;  (b) an overview of the time needed for the certification procedure, set out in Article 3a of Regulation (EC) No 715/2009 **as adapted and adopted by the Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC;**  (c) an overview of the measures requested by the **Energy Community Secretariat** in order to ensure compliance with the filling trajectories and the filling targets;  (d) an analysis of the potential effects of this Regulation on gas prices and potential gas savings in relation to Article 6b(4). |  |
| **Articolul 18**  **Notificări**  Evaluările riscurilor, planurile de acțiuni preventive și planurile de urgență, precum și toate celelalte documente sunt notificate Comisiei pe cale electronică, prin intermediul platformei CIRCABC.  Toată corespondența referitoare la o notificare se transmite pe cale electronică. | |  |  | Prevederi care nu au fost transpuse în legislația națională întrucât vizează procedura de notificare în cadrul TCE. | Articol modificat în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC, , a se vedea textul articolului în limba engleză:  ***Article 18***  **Notifications**  The risk assessment, the preventive action plans, the emergency plans and all other documents shall be notified tothe **Energy Community Secretariat electronically.**  All correspondence in connection with a notification shall be transmitted electronically**.** |  |
| **Articolul 18a**  **Procedura comitetului**  (1)   Comisia este asistată de un comitet. Respectivul comitet reprezintă un comitet în înțelesul Regulamentului (UE) nr. 182/2011 al Parlamentului European și al Consiliului ([5](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/RO/TXT/HTML/?uri=CELEX:02017R1938-20220701&from=EN#E0005)).  (2)   În cazul în care se face trimitere la prezentul alineat, se aplică articolul 5 din Regulamentul (UE) nr. 182/2011. | |  |  |  | Articol exclus n versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2022/01/MC-EnC.  **Article 18a**  **<….>** |  |
| **Articolul 19**  **Exercitarea competențelor delegate**  (1)   Competența de a adopta acte delegate se conferă Comisiei în condițiile prevăzute la prezentul articol.  (2)   Competența de a adopta acte delegate menționată la articolul 3 alineatul (8), articolul 7 alineatul (5) și articolul 8 alineatul (5) este conferită Comisiei pentru o perioadă de cinci ani de la 1 noiembrie 2017. Comisia prezintă un raport privind delegarea de competențe cel târziu cu nouă luni înainte de încheierea perioadei de cinci ani. Delegarea de competențe se prelungește tacit cu perioade de timp identice, cu excepția cazului în care Parlamentul European sau Consiliul se opune prelungirii respective cel târziu cu trei luni înainte de încheierea fiecărei perioade.  (3)   Delegarea de competențe menționată la articolul 3 alineatul (8), la articolul 7 alineatul (5) și la articolul 8 alineatul (5) poate fi revocată în orice moment de Parlamentul European sau de Consiliu. O decizie de revocare pune capăt delegării de competențe specificate în decizia respectivă. Decizia produce efecte din ziua următoare datei publicării în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene sau de la o dată ulterioară menționată în decizie. Decizia nu aduce atingere valabilității actelor delegate aflate deja în vigoare.  (4)  Înainte de adoptarea unui act delegat, Comisia îi consultă pe experții desemnați de fiecare stat membru în conformitate cu principiile prevăzute în Acordul interinstituțional din 13 aprilie 2016 privind o mai bună legiferare.  (5)   De îndată ce adoptă un act delegat, Comisia îl notifică simultan Parlamentului European și Consiliului.  (6)   Un act delegat adoptat în conformitate cu articolul 3 alineatul (8), cu articolul 7 alineatul (5) și cu articolul 8 alineatul (5) intră în vigoare numai în cazul în care nici Parlamentul European, nici Consiliul nu au formulat obiecții în termen de două luni de la notificarea actului respectiv Parlamentului European și Consiliului sau în cazul în care, înainte de expirarea termenului respectiv, Parlamentul European și Consiliul au informat Comisia cu privire la faptul că nu vor formula obiecții. Termenul în cauză se prelungește cu două luni la inițiativa Parlamentului European sau a Consiliului. | |  |  |  | Articol exclus în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2022/01/MC-EnC.  ***Article 19***  **<…>** |  |
| **Articolul 20**  **Derogare**  (1)   Prezentul regulament nu se aplică Maltei și Ciprului atât timp cât pe teritoriile acestora nu se furnizează gaze. În ceea ce privește Malta și Cipru, obligațiile prevăzute în dispozițiile următoare, precum și opțiunile pe care statele membre respective au dreptul să le aleagă în conformitate cu aceste dispoziții, sunt îndeplinite și efectuate în termenul stabilit, calculat de la data primei livrări de gaze pe teritoriile lor respective:  (a) pentru articolul 2 punctul 5, articolul 3 alineatul (2), articolul 7 alineatul (5) și articolul 14 alineatul (6) litera (a): 12 luni;  (b) pentru articolul 6 alineatul (1): 18 luni;  (c) pentru articolul 8 alineatul (7): 24 de luni;  (d) pentru articolul 5 alineatul (4): 36 de luni;  (e) pentru articolul 5 alineatul (1): 48 de luni.  Pentru a îndeplini obligația enunțată la articolul 5 alineatul (1), Malta și Ciprul pot aplica dispozițiile de la articolul 5 alineatul (2), inclusiv prin utilizarea măsurilor axate pe cerere nebazate pe piață.  (2)   Obligațiile referitoare la activitatea grupurilor de risc prevăzute la articolele 7 și 8 în ceea ce privește coridorul sudic al gazelor și grupurile de risc din zona de est a Mării Mediterane încep să se aplice de la data la care proiectul major de infrastructură/conducta intră în testele de funcționare.  (3) Atât timp cât Suedia are acces la gaze prin interconexiuni exclusiv din Danemarca ca singura sa sursă de gaze și singurul său posibil furnizor de ajutor de solidaritate, Danemarca și Suedia sunt scutite de obligația prevăzută la articolul 13 alineatul (10) de a încheia acorduri tehnice, juridice și financiare necesare pentru acordarea ajutorului de solidaritate de către Suedia pentru Danemarca. Aceasta nu aduce atingere obligației Danemarcei de a acorda ajutor de solidaritate și de a încheia acordurile tehnice, juridice și financiare necesare în acest sens în temeiul articolului 13.  (4)   Articolele 6a-6d nu se aplică Irlandei, Ciprului sau Maltei atât timp cât acestea nu sunt direct interconectate la rețeaua de gaze interconectată a oricărui alt stat membru. | |  |  | Prevederi care nu au fost transpuse în legislația națională a Republicii Moldova întrucât stabilesc derogări care vizează exclusiv Kosovo și Montenegro. | Articol modificat în versiunile adaptate conform Deciziilor Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC și nr.2022/01/MC-EnC, a se vedea textul articolului în limba engleză:  *Article 20*  Derogation35  1. This Regulation shall not apply to **Kosovo\* and Montenegro** for as long as no gas is supplied on their respective territories. For **Kosovo\* and Montenegro** the obligations laid down in, and the choices those **Contracting Parties** are entitled to make pursuant to, the following provisions shall be fulfilled and made within the specified time calculated from the date when gas is first supplied on their respective territories:  (a) for point 5 of Article 2, Article 3(2), Article 7(5) and point (a) of Article 14(6): 12 months;  (b) for Article 6(1): 18 months;  (c) for Article 8(7): 24 months;  (d) for Article 5(4): 36 months;  (e) for Article 5(1): 48 months.  In order to fulfil the obligation contained in Article 5(1), **Kosovo\* and Montenegro** may apply the provisions  contained in Article 5(2), including by using non-market-based demand-side measures.  2. <…>  3. <…>.  4. Articles 6a to 6d shall not apply to **Montenegro, Kosovo\* or Georgia** for as long as they are not directly interconnected to the gas interconnected system of any other **Contracting Parties**. |  |
| **Articolul 21**  **Abrogare**  Regulamentul (UE) nr. 994/2010 se abrogă.  Trimiterile la regulamentul abrogat se interpretează ca trimiteri la prezentul regulament și se citesc în conformitate cu tabelul de corespondență din anexa IX. | |  |  | Prevederi care nu au fost transpuse în legislația națională a Republicii Moldova întrucât țin de procesul decizional în cadrul TCE. | Articol modificat în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC, a se vedea textul articolului în limba engleză:  ***Article 21***  **Repeal**  **Decision No 2007/06/MC-EnC of 18 December 2007 on the implementation of Directive 2005/89/EC, Directive 2004/67/EC and Regulation (EC) No 1775/2005 is repealed.** |  |
| **Articolul 22**  **Intrarea în vigoare**  Prezentul regulament intră în vigoare în a patra zi de la data publicării în *Jurnalul Oficial al Uniunii Europene*.  Se aplică de la 1 noiembrie 2017.  Cu toate acestea, articolul 13 alineatele (1)-(6), articolul 13 alineatul (8) primul și al doilea paragraf și articolul 13 alineatele (14) și (15) se aplică de la 1 decembrie 2018.  Articolul 2 punctele 27-31, articolele 6a-6d, articolul 16 alineatul (3), articolul 17a, articolul 18a, articolul 20 alineatul (4) și anexele Ia și Ib se aplică până la 31 decembrie 2025.  Prezentul regulament este obligatoriu în toate elementele sale și se aplică direct în toate statele membre. | |  |  | Prevederi care nu au fost a fi transpuse în legislația națională a Republicii Moldova întrucât țin de procesul decizional în cadrul TCE. | Articol modificat în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC, a se vedea textul articolului în limba engleză:  ***Article 22***  **Entry into force**  This Regulation shall enter into force **on the day of its adoption.**  **It is addressed to the Contracting Parties and the institutions of the Energy Community.**  **<…>**  **Article 2, points (27) to (31), Articles 6a to 6d, Article 17a, Article 20(4), and Annex Ia shall apply until 31 December 2025.** |  |
|  | |  |  |  | Articol completat în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC, a se vedea textul articolului în limba engleză:  ***Article 23***  **Review**  **The functioning of the rules and procedures established by this Regulation shall be reviewed**  **by the Energy Community Secretariat by 2024. Taking into account the review, the European Commission may propose amendments including steps further integrating the Contracting Parties into the security of supply and solidarity mechanisms applicable within the European Union.** |  |
| **ANEXA I**  **Cooperarea regională** | |  |  |  | Anexă exclusă în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC.  **ANNEX I**  **<…>** |  |
| **ANEXA Ia (**[***6***](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/RO/TXT/HTML/?uri=CELEX:02017R1938-20220701&from=EN#E0006)**)**  **Traiectoria de constituire de stocuri cu obiective intermediare și obiectivul de constituire de stocuri pentru 2022 pentru statele membre care dispun de instalații de înmagazinare subterană a gazelor** | |  |  | Prevederi care nu au fost transpuse în legislația națională a Republicii Moldova întrucât vizează exclusiv statele care dispun de instalații de stocare. | Anexă modificată în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2022/01/MC-EnC. |  |
| **ANEXA Ib**  **Responsabilitate comună pentru obiectivul de constituire de stocuri și traiectoria de constituire de stocuri** | |  |  | Prevederi UE neaplicabile |  |  |
| **ANEXA II**  **Calcularea formulei N – 1**  1. *Definiția formulei N – 1*  Formula N – 1 descrie capacitatea tehnică a infrastructurilor de gaze de a satisface cererea totală de gaze a zonei luate în calcul în cazul perturbării infrastructurii unice principale de gaze pe parcursul unei zile cu cerere de gaze excepțional de mare, constatată statistic o dată la 20 de ani.  Infrastructura de gaze include rețeaua de transport al gazelor, inclusiv interconexiunile, precum și instalațiile de producție, instalațiile GNL și de stocare conectate la zona luată în calcul.  Capacitatea tehnică a tuturor celorlalte infrastructuri de gaze disponibile în cazul perturbării infrastructurii unice principale de gaze trebuie să fie cel puțin egală cu suma cererii zilnice totale de gaze pentru zona luată în calcul, pe parcursul unei zile cu cerere de gaze excepțional de mare, constatată statistic o dată la 20 de ani.  Rezultatul formulei N – 1, astfel cum este calculat mai jos, trebuie să fie cel puțin egal cu 100 %.  2. *Metoda de calcul a formulei N – 1*    Parametrii utilizați pentru calcul trebuie să fie descriși și justificați în mod clar.  Pentru calcularea EP m , trebuie furnizată o listă detaliată a punctelor de intrare și a capacităților individuale ale acestora.  3. *Definiții ale parametrilor formulei N – 1*  „Zonă luată în calcul” înseamnă regiunea geografică pentru care se calculează formula N – 1, astfel cum este stabilită de autoritatea competentă.  D e f i n i ţ i e p r i v i n d c e r e r e a  „D max ” înseamnă cererea zilnică totală de gaze (în milioane de m 3 pe zi) din zona luată în calcul pe parcursul unei zile cu cerere de gaze excepțional de mare, constatată statistic o dată la 20 de ani.  D e f i n i ţ i i p r i v i n d o f e r t a  „EP m ”: capacitatea tehnică a punctelor de intrare (în milioane de m 3 pe zi), altele decât cele aferente instalaţiilor de producţie, instalaţiilor GNL și de stocare, simbolizate prin P m , GNL m și S m , înseamnă suma capacităţilor tehnice ale tuturor punctelor de intrare de la frontieră capabile să furnizeze gaze către zona luată în calcul.  „P m ”: capacitatea tehnică maximă de producţie (în milioane de m 3 pe zi) înseamnă suma capacităţilor tehnice zilnice maxime de producţie ale tuturor instalaţiilor de producţie a gazelor, care pot fi furnizate la punctele de intrare din zona luată în calcul.  „S m ”: capacitatea tehnică maximă de stocare (în milioane de m 3 pe zi) înseamnă suma capacităţilor tehnice zilnice maxime de extracţie din toate instalaţiile de stocare, care pot fi furnizate la punctele de intrare din zona luată în calcul, ţinând seama de caracteristicile fizice ale fiecăreia.  „GNL m ”: capacitatea tehnică maximă a instalaţiilor GNL (în milioane de m 3 pe zi) înseamnă suma capacităţilor tehnice zilnice maxime de extracţie din toate instalaţiile GNL din zona luată în calcul, luând în considerare elemente critice precum descărcarea, serviciile auxiliare, depozitarea temporară și regazeificarea GNL, precum și capacitatea tehnică de extracţie.  „I m ” înseamnă capacitatea tehnică a infrastructurii unice principale de gaze (în milioane de m 3 pe zi), cu cea mai mare capacitate de furnizare în zona luată în calcul. În cazul în care mai multe infrastructuri de gaze sunt conectate la aceeași infrastructură de gaze din amonte sau din aval și nu pot fi operate separat, acestea sunt considerate o singură infrastructură de gaze.  4. *Calcularea formulei N – 1 prin luarea în considerare a măsurilor axate pe cerere*  D:\Fără titlu1.png  D e f i n i ţ i e p r i v i n d c e r e r e a  „D eff ” înseamnă partea (în milioane de m 3 pe zi) din D max care, în cazul unei perturbări a furnizării de gaze, poate fi acoperită într-o măsură suficientă și în timp util prin măsuri de piaţă axate pe cerere, în conformitate cu articolul 9 alineatul (1) litera (c) și cu articolul 5 alineatul (2).  5. *Calcularea formulei N – 1 la nivel regional*  Zona luată în calcul menţionată la punctul 3 se extinde la nivelul regional corespunzător, dacă este cazul, astfel cum se stabilește de către autorităţile competente din statele membre în cauză. De asemenea, calculul se poate extinde la nivelul regional al grupului de risc, în cazul în care s-a convenit astfel cu autorităţile competente din grupul de risc. Atunci când se calculează formula N – 1 la nivel regional, se folosește infrastructura unică principală de gaze de interes comun. Infrastructura unică principală de gaze de interes comun pentru o regiune este infrastructura de gaze cu capacitatea cea mai mare din regiune care contribuie direct sau indirect la furnizarea de gaze către statele membre din regiunea respectivă și se definește în evaluarea riscurilor.  Calcularea formulei N – 1 la nivel regional poate înlocui calcularea formulei N – 1 la nivel naţional numai în cazul în care infrastructura unică principală de gaze de interes comun are o importanţă majoră pentru furnizarea de gaze către toate statele membre în cauză în conformitate cu evaluarea comună a riscurilor.  La nivelul grupului de risc, pentru calculele vizate la articolul 7 alineatul (4), se utilizează infrastructura principală unică de gaze de interes comun pentru grupurile de risc, astfel cum sunt stabilite în anexa I. | |  |  | Prevederile acestei vor fi transpuse în legislația națională prin act normativ subordonat legii. | Anexă modificată în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC, a se vedea textul anexei în limba engleză:  **ANNEX II**  **Calculation of the N – 1 formula**  1. *Definition of the N – 1 formula*  The N – 1 formula describes the ability of the technical capacity of the gas infrastructure to satisfy total gas demand in the calculated area in the event of disruption of the single largest gas infrastructure during a day of exceptionally high gas demand occurring with a statistical probability of once in 20 years.  Gas infrastructure shall cover the gas transmission network including interconnections, as well as production,  LNG and storage facilities connected to the calculated area.  The technical capacity of all remaining available gas infrastructure in the event of disruption of the single largest gas infrastructure shall be at least equal to the sum of the total daily gas demand of the calculated area during a day of exceptionally high gas demand occurring with a statistical probability of once in 20 years.  The results of the N – 1 formula, as calculated below, shall be at least equal to 100 %.  2. *Calculation method of the N – 1 formula*  The parameters used for the calculation shall be clearly described and justified.  For the calculation of the EPm, a detailed list of the entry points and their individual capacity shall be provided.  3. *Definitions of the parameters of the N – 1 formula*  ‘Calculated area’ means a geographical area for which the N – 1 formula is calculated, as determined by the competent authority.  Demand-side definition  ‘Dmax’ means the total daily gas demand (in mcm/d) of the calculated area during a day of exceptionally high gas demand occurring with a statistical probability of once in 20 years.  Supply-side definitions  ‘EPm’: technical capacity of entry points (in mcm/d), other than production, LNG and storage facilities  covered by Pm, LNGm and Sm, means the sum of the technical capacity of all border entry points capable of supplying gas to the calculated area.  ‘Pm’: maximal technical production capability (in mcm/d) means the sum of the maximal technical daily production capability of all gas production facilities which can be delivered to the entry points in the calculated area.  ‘Sm’: maximal technical storage deliverability (in mcm/d) means the sum of the maximal technical daily withdrawal capacity of all storage facilities which can be delivered to the entry points of the calculated area, taking into account their respective physical characteristics.  ‘LNGm’: maximal technical LNG facility capacity (in mcm/d) means the sum of the maximal technical daily send-out capacities at all LNG facilities in the calculated area, taking into account critical elements like offloading, ancillary services, temporary storage and re-gasification of LNG as well as technical send-out capacity to the system.  ‘Im’ means the technical capacity of the single largest gas infrastructure (in mcm/d) with the highest capacity to supply the calculated area. When several gas infrastructures are connected to a common upstream or  downstream gas infrastructure and cannot be separately operated, they shall be considered as one single gas infrastructure.  4. Calculation of the N – 1 formula using demand-side measures  Demand-side definition  ‘Deff’ means the part (in mcm/d) of Dmax that in the case of a disruption of gas supply can be sufficiently and timely covered with market-based demand-side measures in accordance with point (c) of Article 9(1) and Article 5(2).  5.  <…> | Ministerul Energiei,  ANRE |
| **ANEXA III**  **Capacitatea bidirecțională permanentă**  1. Pentru punerea în aplicare a dispozițiilor prevăzute în prezenta anexă, autoritatea națională de reglementare poate acționa în calitate de autoritate competentă dacă statul membru decide astfel.  2. Pentru a asigura sau a dezvolta capacitatea bidirecțională pe o interconexiune sau pentru a obține sau a prelungi o derogare de la obligația în acest sens, operatorii de transport și de sistem de ambele părți ale interconexiunii comunică autorităților lor competente („autoritățile competente în cauză”) și autorităților lor de reglementare („autoritățile de reglementare în cauză”), după consultarea tuturor operatorilor de transport și de sistem potențial vizați:  (a) o propunere de activare a unei capacități fizice permanente pentru transportul gazelor în ambele direcții pentru o capacitate bidirecțională permanentă referitoare la direcția inversată („capacitate fizică de flux inversat”); sau  (b) o cerere de derogare de la obligația de a asigura capacitate bidirecțională.  Operatorii de transport și de sistem depun eforturi pentru a prezenta o propunere sau o cerere de scutire comună. În cazul unei propuneri de activare a unei capacități bidirecționale, operatorii de transport și de sistem pot face o propunere argumentată pentru o alocare transfrontalieră a costurilor. Această comunicare trebuie să aibă loc cel târziu la 1 decembrie 2018 pentru toate interconexiunile existente la 1 noiembrie 2017 și după încheierea fazei studiului de fezabilitate, însă înainte de începerea fazei de proiectare tehnică detaliată pentru interconexiunile noi.  3. La primirea propunerii sau a cererii de derogare, autoritățile competente în cauză consultă fără întârziere autoritățile competente și autoritățile naționale de reglementare în cazul în care acestea nu sunt autoritățile competente ale statului membru care ar putea, în conformitate cu evaluarea riscurilor, beneficia de pe urma capacității de flux inversat, agenția și Comisia cu privire la propunere sau la cererea de derogare. Autoritățile consultate pot emite un aviz în termen de patru luni de la primirea cererii de consultare.  4. Autoritățile de reglementare în cauză, în termen de șase luni de la primirea propunerii comune, în conformitate cu articolul 5 alineatele (6) și (7), după consultarea promotorilor proiectului în cauză, iau decizii coordonate cu privire la alocarea transfrontalieră a costurilor de investiții suportate de fiecare operator transport și de sistem din cadrul proiectului. În cazul în care autoritățile de reglementare în cauză nu au ajuns la un acord în termenul respectiv, acestea informează fără întârziere autoritățile competente în cauză.  5. Autoritățile competente în cauză iau o decizie coordonată pe baza evaluării riscurilor, a informațiilor enumerate la articolul 5 alineatul (5) din prezentul regulament, a avizelor primite în urma consultării în conformitate cu punctul 3 din prezenta anexă și luând în considerare siguranța furnizării de gaze și contribuția la piața internă a gazelor naturale. Decizia coordonată respectivă se adoptă în termen de două luni. Perioada de două luni începe să curgă după perioada de patru luni acordată pentru avizele menționate la punctul 3 din prezenta Anexă, cu excepția cazului în care au fost primite toate avizele înainte sau după perioada de șase luni menționată la punctul 4 din prezenta Anexă acordată pentru adoptarea unei decizii coordonate de către autoritățile de reglementare în cauză. Decizia coordonată:  (a) acceptă propunerea privind capacitatea bidirecțională. O astfel de decizie cuprinde o analiză cost-beneficiu, un calendar de punere în aplicare, precum și modalitățile referitoare la utilizarea sa ulterioară și este însoțită de decizia coordonată cu privire la alocarea transfrontalieră a costurilor menționată la punctul 4 și pregătită de autoritățile de reglementare în cauză;  (b) acordă sau prelungește o derogare temporară pentru o perioadă de maximum patru ani, dacă analiza cost-beneficiu inclusă în decizie arată că siguranța furnizării de gaze a niciunuia dintre statele membre relevante nu este sporită de capacitatea de flux inversat sau în cazul în care costurile investiției ar depăși cu mult beneficiile estimate pentru siguranța furnizării de gaze; sau  (c) impune operatorilor de transport și de sistem să modifice și să prezinte din nou propunerea sau cererea lor de derogare în termen de maximum patru luni.  6. Autoritățile competente în cauză prezintă fără întârziere decizia coordonată autorităților competente și autorităților naționale de reglementare care au depus un aviz în conformitate cu punctul 3, autorităților de reglementare în cauză, agenției și Comisiei, incluzând avizele primite în urma consultării în conformitate cu punctul 3.  7. În termen de două luni de la primirea deciziei coordonate, autoritățile competente menționate la punctul 6 pot formula obiecții împotriva deciziei coordonate și le pot transmite autorităților competente în cauză care au adoptat-o, agenției și Comisiei. Obiecțiile se limitează la fapte și la evaluare, în special în ceea ce privește alocarea transfrontalieră a costurilor care nu a făcut obiectul consultării în conformitate cu punctul 3.  8. În termen de trei luni de la primirea deciziei coordonate în conformitate cu punctul 6, agenția emite un aviz cu privire la elementele deciziei coordonate, luând în considerare toate eventualele obiecții, și transmite avizul tuturor autorităților competente în cauză și autorităților competente menționate la punctul 6 și Comisiei.  9. În termen de patru luni de la primirea avizului emis de agenție în temeiul punctului 8, Comisia poate adopta o decizie solicitând modificări ale deciziei coordonate. O astfel de decizie a Comisiei se adoptă pe baza criteriilor stabilite la punctul 5, a motivelor pentru decizia autorităților în cauză și a avizului agenției. Autoritățile competente în cauză se conformează solicitării Comisiei prin modificarea deciziei lor în termen de patru săptămâni.  În cazul în care Comisia nu acționează în termenul de patru luni menționat anterior, se consideră că aceasta nu a ridicat obiecții la decizia autorităților competente în cauză.  10. Dacă autoritățile competente în cauză nu au fost în măsură să adopte o decizie coordonată în cadrul termenului precizat la punctul 5 sau în cazul în care autoritățile de reglementare în cauză nu au putut ajunge la un acord privind alocarea costurilor în termenul precizat la punctul 4, autoritățile competente în cauză informează agenția și Comisia cel târziu în ziua expirării termenului. În termen de patru luni de la data primirii informațiilor respective, Comisia, după o eventuală consultare cu agenția, adoptă o decizie cuprinzând toate elementele unei decizii coordonate menționate la punctul 5, cu excepția unei alocări transfrontaliere a costurilor, și transmite decizia respectivă autorităților competente în cauză și agenției.  11. În cazul în care decizia Comisiei, în conformitate cu punctul 10 din prezenta anexă, necesită o capacitate bidirecțională, agenția adoptă o decizie care vizează alocarea transfrontalieră a costurilor, în conformitate cu articolul 5 alineatul (7) din prezentul regulament, în termen de trei luni de la primirea deciziei Comisiei. Înainte de a lua o astfel de decizie, agenția consultă autoritățile de reglementare în cauză și operatorii de transport și de sistem. Perioada de trei luni poate fi prelungită cu un termen suplimentar de două luni, în cazul în care agenția trebuie să solicite informații suplimentare. Perioada suplimentară începe în ziua următoare primirii informațiilor complete.  12. Comisia, agenția, autoritățile competente, autoritățile naționale de reglementare și operatorii de transport și de sistem păstrează confidențialitatea informațiilor sensibile din punct de vedere comercial.  13. Derogările de la obligația de a activa capacitatea bidirecțională acordate în conformitate cu Regulamentul (UE) nr. 994/2010 rămân valabile, cu excepția cazului în care Comisia sau celălalt stat membru în cauză solicită o revizuire sau a cazului în care valabilitatea acestora expiră | | Legea se completează cu Anexa Examinarea cererilor privind capacitățile bidirecționale la interconexiuni, ce include 15 puncte, după cum urmează:  1. Pentru a dezvolta sau pentru a majora capacitatea bidirecțională pe o interconexiune, sau pentru a obține sau a prelungi o derogare de la obligația respectivă, operatorul sistemului de transport prezintă Agenției, care este autoritatea competentă pentru punerea în aplicare a prevederilor prezentei Anexe și art. 421, după consultarea tuturor operatorilor de transport potențial vizați:  a) o propunere de dezvoltare a unei capacități fizice permanente pentru transportul gazelor naturale în ambele direcții pe interconexiune, pentru a asigura capacitate bidirecțională permanentă în ceea ce privește direcția inversată a fluxului (în continuare – propunere de dezvoltare a capacității bidirecționale); sau  b) o cerere de derogare de la obligația de a asigura capacitate bidirecțională/o cerere de prelungire a derogării de la obligația de a asigura capacitate bidirecțională (în continuare – cerere de derogare).  2. Operatorul sistemului de transport colaborează cu operatorul sistemului de transport adiacent în vederea prezentării unei propuneri comune de dezvoltare a capacității bidirecționale sau a unei cereri de derogare comune.  4. La prezentarea propunerii de dezvoltare a capacității bidirecționale, operatorii sistemelor de transport pot depune o propunere argumentată privind alocarea transfrontalieră a costurilor de investiție.  5. La recepționarea propunerii de dezvoltare a capacității bidirecționale sau a cererii de derogare, Agenția, în coordonare cu autoritatea de reglementare implicată consultă, fără întârziere, cu privire la propunerea sau cererea respectivă autoritățile competente responsabile pentru punerea în aplicare a prevederilor ce țin de asigurarea capacităților bidirecționale la interconexiuni din țările părți ale Comunității Energetice, din Statele Membre ale Uniunii Europene care, în conformitate cu rezultatele evaluării naționale a riscurilor realizată conform Regulamentului privind situațiile excepționale în sectorul gazelor naturale, ar putea beneficia de pe urma capacității bidirecționale, precum și Secretariatul Comunității Energetice și Comitetul de reglementare al Comunității Energetice. Părțile consultate sunt în drept să emită o opinie cu privire la propunerea de dezvoltare a capacității bidirecționale sau cererea de derogare în cauză în termen de cel mult 4 luni de la primirea solicitării Agenției.  6. La primirea propunerii de dezvoltare a capacității bidirecționale, care este însoțită de propunerea privind alocarea transfrontalieră a costurilor de investiție, Agenția cooperează cu autoritatea de reglementare implicată și, după consultarea dezvoltatorilor proiectului ce vizează dezvoltarea capacității bidirecționale în cauză, adoptă în termen de cel mult 6 luni decizii coordonate cu privire la alocarea transfrontalieră a costurilor de investiții, care vor fi suportate de către fiecare operator al sistemului de transport implicat în proiectul de dezvoltare a capacității bidirecționale, cu respectarea prevederilor alin. (2) - (5) din articolul 421. În cazul în care Agenția și autoritatea de reglementare implicată nu ajung la un consens în termenul respectiv, Agenția informează, fără întârziere, despre acest fapt organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii, Secretariatul Comunității Energetice și Comitetul de reglementare al Comunității Energetice.  7. Agenția cooperează cu autoritatea competentă responsabilă pentru punerea în aplicare a prevederilor ce țin de asigurarea capacităților bidirecționale la interconexiuni din cealaltă parte implicată (în continuare – autoritatea competentă implicată) și adoptă o decizie coordonată în ceea ce privește propunerea de dezvoltare a capacității bidirecționale sau cererea de derogare, în baza rezultatelor evaluării naționale a riscurilor efectuată conform Regulamentului privind situațiile excepționale în sectorul gazelor naturale, a informațiilor specificate la punctul 3 din prezenta Anexă și a opiniilor prezentate conform punctului 5 din prezenta Anexă, precum și ținând cont de securitatea aprovizionării cu gaze naturale și de contribuția acesteia la funcționarea pieței gazelor naturale. Decizia coordonată se adoptă în termen de 2 luni de la expirarea termenului stabilit la punctul 5 din prezentul articol, cu excepția cazului în care opiniile părților consultate conform prevederii respective au fost recepționate până la termenul respectiv sau după expirarea termenului de 6 luni pentru adoptarea unei decizii coordonate de către autoritățile de reglementare implicate, stabilit la punctul 6.  8. Prin decizia coordonată prevăzută la punctul 7 din prezenta Anexă, Agenția și autoritatea competentă implicată:  a) acceptă propunerea de dezvoltare a capacității bidirecționale. Decizia respectivă trebuie să includă o analiză cost-beneficiu, un calendar de implementare, precum și modalitățile privind utilizarea ulterioară a capacității respective și trebuie să fie însoțită de decizia coordonată cu privire la alocarea transfrontalieră a costurilor, adoptată de autoritățile de reglementare în conformitate cu punctul 6;  b) acordă o derogare sau prelungește derogarea temporară pentru o perioadă de maximum patru ani, dacă analiza cost-beneficiu inclusă în decizie demonstrează că, capacitatea pe direcția inversată a fluxului nu ar duce la îmbunătățirea securității aprovizionării cu gaze naturale nici a unei din părțile implicate sau dacă respectivele costuri de investiție ar depăși cu mult potențialele beneficii pentru securitatea aprovizionării cu gaze naturale; sau  c) solicită operatorilor sistemelor de transport să modifice și să prezinte repetat, în termen de cel mult patru luni, propunerea de dezvoltare a capacității bidirecționale sau cererea de derogare.  9. După consultarea autorității competente implicate, Agenția informează despre decizia coordonată prevăzută la punctul 7 din prezenta Anexă, precum și opiniile primite în urma consultărilor efectuate conform punctul 5 din prezenta Anexă, autorității de reglementare implicate, autorităților competente responsabile pentru securitatea aprovizionării cu gaze naturale și autorităților de reglementare care au prezentat o opinie în conformitate cu prevederile punctul 5 din prezenta Anexă, precum și Secretariatului Comunității Energetice și Comitetului de reglementare al Comunității Energetice.  10. Autoritățile competente responsabile pentru punerea în aplicare a prevederilor ce țin de asigurarea capacităților bidirecționale la interconexiuni conform punctului 9 din prezenta Anexă sunt în drept să prezinte obiecții la decizia coordonată respectivă în termen de cel mult două luni de la primirea notificării. Obiecțiile în cauză se transmit autorităților care au adoptat decizia coordonată conform punctului 7 din prezenta Anexă, Secretariatului Comunității Energetice și Comitetului de reglementare al Comunității Energetice. Obiecțiile prezentate se limitează la fapte și la rezultatele evaluării efectuate în legătură cu decizia respectivă, în special în ceea ce privește alocarea transfrontalieră a costurilor care nu a fost obiectul consultării efectuate în conformitate cu punctul 5..  11. Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice și Secretariatul Comunității Energetice emit opinii cu privire la decizia coordonată, pe care le expediază inclusiv în adresa Agenției, în termenele și conform cerințelor stabilite în cadrul Tratatului Comunității Energetice. În termen de cel mult 4 săptămâni de la recepționarea opiniei Secretariatului Comunității Energetice, Agenția, în coordonare cu autoritatea competentă implicată modifică decizia coordonată, luând în considerație, în cea mai mare măsură, avizul Secretariatul Comunității Energetice.  12. În cazul în care Agenția și autoritatea competentă implicată nu au fost în măsură să adopte o decizie coordonată în termenul stabilit la punctul 7 , sau în cazul în care autoritățile de reglementare implicate nu au putut ajunge la un acord privind alocarea costurilor de investiție în termenul stabilit la punctul 6, Agenția informează despre acest fapt Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice și Secretariatul Comunității Energetice cel târziu în ziua expirării termenului respectiv, pentru a emite o opinie în termenele și condițiile stabilite în cadrul Tratatului Comunități Energetice.  13. Agenția este obligată să păstreze confidențialitatea informațiilor care constituie secret comercial.”. | Compatibil  Compatibil  Compatibil  Compatibil  Compatibil  Compatibil  Compatibil  Compatibil  Compatibil  Compatibil  Norme UE neaplicabile | Prevederile acestei anexe vor fi transpuse în legislația națională prin act normativ subordonat legii. | Anexă modificată în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC, a se vedea textul anexei în limba engleză:  **ANNEX III**  **Permanent bi-directional capacity**  1. For the execution of the provisions set out in this Annex the national regulatory authority may act as the competent authority if so decided by the **Contracting Party**.  **Interconnectors in operation on the date when this Regulation has entered into force between Serbia and Bosnia and Herzegovina are exempted from obligations to enable permanent physical capacity to transport gas in both directions for permanent bi-directional capacity concerning the reverse direction (‘physical reverse flow capacity’) according to this Regulation.**  2. To enable or enhance bi-directional capacity on an interconnection or to obtain or prolong an exemption from that obligation, transmission system operators on both sides of the interconnection shall submit to their competent authorities (‘competent authorities concerned’) and to their regulatory authorities (‘regulatory authorities concerned’) after consulting with all transmission system operators potentially concerned:  (a) a proposal to enable permanent physical capacity to transport gas in both directions for permanent bi-directional capacity concerning the reverse direction (‘physical reverse flow capacity’); or  (b) a request for an exemption from the obligation to enable bi-directional capacity.  The transmission system operators shall endeavour to submit a joint proposal or request for exemption.  In the case of a proposal to enable bi-directional capacity, the transmission system operators may make a substantiated proposal for a cross-border cost allocation. Such submission shall take place no later than **1 February 2024** for all interconnections that existed on **25 November 2021**, and after completing the feasibility study phase but before the start of detailed technical design phase for new interconnections.  3. Upon receipt of the proposal or the exemption request the competent authorities concerned shall without delay consult the competent authorities and, where they are not the competent authorities, the national regulatory authorities, of the Contracting Party that could, in accordance with the risk assessment, benefit from the reverse flow capacity, the **Energy Community Regulatory Board** and the **Energy Community Secretariat** on the proposal or the exemption request. The authorities consulted may issue an opinion within four months of receipt of the consultation request.  4. The regulatory authorities concerned shall within six months upon receipt of the joint proposal, pursuant to Article 5(6) and (7), after consulting the project promoters concerned, take coordinated decisions on the cross- border allocation of investment costs to be borne by each transmission system operator of the project. Where the regulatory authorities concerned have not reached an agreement within that deadline, they shall inform the competent authorities concerned without delay.  5. The competent authorities concerned shall on the basis of the risk assessment, the information listed in Article 5(5) of this Regulation, the opinions received following the consultation in accordance with point 3 of this Annex and taking into account the security of gas supply and the contribution to the **single** gas market take a coordinated decision. That coordinated decision shall be taken within two months. The  period of two months shall start to run after the four-month period allowed for the opinions referred to under point 3 of this Annex, unless all opinions have been received before, or after the six-month period referred to in point 4 of this Annex for regulatory authorities concerned to adopt a coordinated decision.  The coordinated decision shall:  (a) accept the proposal for bi-directional capacity. Such decision shall contain a cost benefit analysis, a timeline for implementation and the arrangements for its subsequent use and be accompanied by the coordinated decision on the cross-border cost allocation referred to in point 4 and prepared by the regulatory authorities concerned;  (b) grant **an exemption** or prolong a temporary exemption for a maximum period of four years, if the cost-benefit analysis included in the decision shows that the reverse flow capacity would not enhance the security of gas supply of any relevant **Contracting Party** or if the investment costs would significantly outweigh the prospective benefits for the security of gas supply; or  (c) require the transmission system operators to amend and resubmit their proposal or exemption request within a maximum period of four months.  6. The competent authorities concerned shall submit the coordinated decision without delay to the competent authorities and national regulatory authorities who have submitted an opinion in accordance with point 3, the regulatory authorities concerned, the **Energy Community Regulatory Board** and the **Energy Community Secretariat** including the opinions received following the consultation in accordance with point 3.  7. Within two months of receipt of the coordinated decision, the competent authorities referred to in point 6 may present their objections to the coordinated decision and submit them to the competent authorities concerned that adopted it, **the Energy Community Regulatory Board and the Energy Community Secretariat** The objections shall be limited to facts and assessment, in particular cross-border cost allocation that was not subject of consultation in accordance with point 3.  8. Within three months of receipt of the coordinated decision in accordance with point 6, the **Energy Community Regulatory Board** shall issue an opinion on the elements of the coordinated decision taking into account any possible objection and submit the opinion to all competent authorities concerned and the competent authorities referred to in point 6 and to the **Energy Community Secretariat**.  9. Within four months of receipt of the opinion issued by the **Energy Community Regulatory Board** pursuant to point 8 the **Energy Community Secretariat** may adopt an opinion requesting modifications of the coordinated decision. Any such opinion of the **Energy Community Secretariat** shall be taken on the basis of: the criteria set out in point 5, the reasons for the decision of the authorities concerned  and the opinion of the **Energy Community Regulatory Board**. The competent authorities concerned shall take utmost account of the opinion of the **Energy Community Secretariat** by amending their decision within a period of four weeks.  10. If the competent authorities concerned were not able to adopt a coordinated decision within the deadline set out in point 5 or if the regulatory authorities concerned could not reach an agreement on the cost allocation within the deadline set out in point 4, the competent authorities concerned shall inform the **Energy Community Regulatory Board** and the **Energy Community Secretariat** at the latest on the day of the expiry of the deadline. Within four months of receipt of that information, the **Energy Community Secretariat** after possible consultation with the **Energy Community Regulatory Board**, shall issue an opinion covering all elements of a coordinated decision listed in point 5 with the exception of a cross-border cost allocation and submit that opinion to the competent authorities concerned and the **Energy Community Regulatory Board**.  11. If the **Energy Community** Secretariat’s opinion pursuant to point 10 of this Annex, requires bi-directional capacity, the **Energy Community Regulatory Board** shall adopt a decision covering the cross-border cost allocation in line with Article 5(7) of this Regulation within three months of receipt of the **Energy Community Secretariat’s opinion**. Before taking such a decision, the **Energy Community Regulatory Board** shall consult the regulatory authorities concerned and the transmission system  operators. The three-month period may be extended by an additional period of two months where the **Energy Community Regulatory Board** has to request additional information. The additional period shall begin on the day following receipt of the complete information.  12. **The Energy Community Regulatory Board and the Energy Community Secretariat shall consult each other before taking decisions or issuing opinions in accordance with the previous paragraphs. These authorities, as well as** the competent authorities, the national regulatory authorities and the transmission system operators shall preserve the confidentiality of commercially sensitive information.  13. <…> | Ministerul Energiei,  ANRE |
| **ANEXA IV**  **Model pentru evaluarea comună a riscurilor** | |  | Norme UE neaplicabile |  | Anexă exclusă în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC.  **ANNEX IV**  **<…>** |  |
| **ANEXA V**  **Model pentru evaluarea riscurilor naționale**  *Informaţii generale*  Denumirea autorităţii competente responsabile cu elaborarea acestei evaluări a riscurilor ( 1 ).  1**. Descrierea reţelei**  1.1. A se furniza o scurtă descriere consolidată a reţelei regionale de gaze pentru fiecare grup de risc la care participă statul membru în cauză, cuprinzând:  (a) principalele cifre privind consumul de gaze : consumul final anual de gaze (în miliarde de m 3 și MWh) și defalcarea pe tip de client, cererea în perioadele de vârf (total și defalcarea pe categorie de consumatori în milioane de m 3 /zi);  (b) o descriere a funcţionării reţelei (reţelelor) de gaze în cadrul grupurilor de risc relevante: fluxurile principale (intrare/ieșire/tranzit), capacitatea infrastructurii punctelor de intrare/de ieșire spre și din regiunea (regiunile) grupurilor de risc și pentru fiecare stat membru, incluzând rata de utilizare, instalaţiile GNL (capacitatea zilnică maximă, rata de utilizare și regimul de acces) etc.;  (c) o defalcare, în măsura posibilului, a procentului surselor de import al gazelor în funcţie de ţara de origine;  (d) o descriere a rolului instalaţiilor de stocare relevante pentru grupul de risc, incluzând accesul transfrontalier:  (i) capacitatea de stocare (volumul total și volumul util de gaze) în comparaţie cu cererea în sezonul de încălzire;  (ii) capacitatea zilnică maximă de extracţie la diferite niveluri de completare a stocurilor (în mod ideal, cu stocuri complete la nivelul sfârșitului de sezon);  (e) o descriere a rolul producţiei interne în grupul (grupurile) de risc:  (i) volumul producţiei în ceea ce privește consumul final anual de gaze;  (ii) capacitatea de producţie zilnică maximă și o descriere a modului în care aceasta poate acoperi consumul zilnic maxim;  (f) o descriere a rolului gazelor în producţia de energie electrică (de exemplu, importanţa și rolul în calitate de combustibil de rezervă, complementar faţă de sursele regenerabile de energie), inclusiv capacitatea de generare pe bază de gaz (totalul în MWe și ca procentaj din capacitatea totală de generare) și cogenerarea (totalul în MWe și ca procentaj din capacitatea totală de generare).  1.2. A se furniza o scurtă descriere a reţelei de gaze a statului membru, cuprinzând:  (a) principalele cifre privind consumul de gaze: consumul final anual de gaze (în miliarde de m 3 ) și defalcarea pe tip de client, cererea în perioadele de vârf (în milioane de m 3 /zi);  (b) o descriere a funcţionării reţelei de gaze la nivel naţional, incluzând infrastructura [în măsura în care aceste informaţii nu figurează la punctul 1.1litera (b)]. Dacă este cazul, a se include reţeaua de gaze L;  (c) identificarea infrastructurilor-cheie relevante pentru siguranţa furnizării de gaze;  (d) o defalcare, în măsura posibilului la nivel naţional, a surselor de import al gazelor în funcţie de ţara de origine;  (e) o descriere a rolului stocării care include:  (i) capacitatea de stocare (volumul totală și volumul util de gaze) în comparaţie cu cererea în sezonul de încălzire;  (ii) capacitatea zilnică maximă de extracţie la diferite niveluri de completare a stocurilor (în mod ideal, la nivel de stocuri complete și la nivelurile de la sfârșitul de sezon);  (f) o descriere a rolului producţiei interne care include:  (i) volumul producţiei în ceea ce privește consumul final anual de gaze;  (ii) capacitatea de producţie zilnică maximă;  (g) o descriere a rolului gazelor în producţia de energie electrică (de exemplu, importanţa și rolul în calitate de combustibil de rezervă, complementar faţă de sursele regenerabile de energie), inclusiv capacitatea de generare pe bază de gaz (totalul în MWe și ca procentaj din capacitatea totală de generare) și cogenerarea (totalul în MWe și ca procentaj din capacitatea totală de generare).  **2. Standardul privind infrastructura (articolul 5)**  A se descrie modul de conformare cu standardul privind infrastructura, incluzând principalele valori utilizate pentru formula N – 1, opţiunile alternative de conformare cu acest standard (împreună cu state membre direct conectate, prin măsuri axate pe cerere) și capacităţile bidirecţionale existente, după cum urmează:  (a) formula N – 1  (i) identificarea infrastructurii unice principale de gaze;  (ii) calcularea formulei N – 1 la nivel naţional;  (iii) o descriere a valorilor utilizate pentru toate elementele din formula N – 1, incluzând valorile intermediare folosite pentru calculul acestora (de exemplu, pentru EP m , a se preciza capacitatea tuturor punctelor de intrare luate în considerare în cadrul acestui parametru);  (iv) o indicare a metodologiilor folosite, dacă este cazul, pentru calcularea parametrilor din formula N – 1 (de exemplu Dmax) (a se utiliza anexele pentru explicaţii detaliate);  (v) o explicare a rezultatelor calculării formulei N – 1 luând în considerare un nivel al stocurilor de 30 % și de 100 % din volumul util maxim;  (vi) o explicare a principalelor rezultate ale simulării formulei N – 1 utilizând un model hidraulic;  (vii) în cazul în care acest lucru este decis de statul membru, o calculare a formulei N – 1 utilizând măsuri axate pe cerere:  — calcularea formulei N – 1 în conformitate cu punctul 2 din anexa II;  — descrierea valorilor utilizate pentru toate elementele din formula N – 1, incluzând cifrele intermediare folosite pentru calculul acesteia [dacă sunt diferite de cifrele descrise la punctul 2 litera (a) punctul (iii)];  — indicarea metodologiilor folosite, dacă este cazul, pentru calcularea parametrilor din formula N – 1 (de exemplu D max ) (a se utiliza anexele pentru explicaţii detaliate);  — explicarea măsurilor de piaţă axate pe cerere adoptate/care urmează a fi adoptate pentru a compensa o perturbare a furnizării de gaze și impactul preconizat al acestora (D eff );  (viii) în cazul în care se convine astfel cu autorităţile competente din grupul (grupurile) de risc relevant(e) sau cu statele membre conectate direct, calcularea comună a formulei N – 1:  — calcularea formulei N – 1 în conformitate cu punctul 5 din anexa II;  — descrierea valorilor utilizate pentru toate elementele din formula N – 1, incluzând valorile intermediare folosite pentru calculul acesteia [dacă sunt diferite de cifrele descrise la punctul 2 litera (a) punctul (iii)];  — indicarea metodologiilor și ipotezelor folosite, dacă este cazul, pentru calcularea parametrilor din formula N – 1 (de exemplu D max ) (a se utiliza anexele pentru explicaţii detaliate);  — explicarea mecanismelor convenite pentru a asigura conformitatea cu formula N – 1;  (b) capacitatea bidirecţională  (i) indicarea punctelor de interconexiune care dispun de capacitate bidirecţională și a capacităţii maxime a fluxurilor bidirecţionale;  (ii) indicarea dispoziţiilor care reglementează utilizarea capacităţii de flux inversat (de exemplu capacitatea întreruptibilă);  (iii) indicarea punctelor de interconexiune în cazul cărora s-a acordat o derogare în conformitate cu articolul 5 alineatul (4), a duratei derogării și a motivelor pentru care a fost acordată.  **3. Identificarea riscurilor**  A se descrie factorii de risc care ar putea avea un impact negativ asupra siguranţei furnizării de gaze în statul membru, probabilitatea și consecinţele acestora.  Lista neexhaustivă a tipurilor de factori de risc care trebuie să fie incluși în evaluare numai dacă este cazul, potrivit autorităţii competente:  (a) surse politice  — perturbări ale furnizării de gaze din ţări terţe din diferite motive;  — tulburări politice (fie în ţara de origine, fie într-o ţară de tranzit);  — război/război civil (fie în ţara de origine, fie într-o ţară de tranzit);  — terorism;  (b) surse tehnologice  — explozie/incendii;  — incendii (în interiorul unei anumite instalaţii);  — scurgeri;  — lipsa unei întreţineri adecvate;  — defectarea echipamentului (eșec la demarare, defecţiune în timpul funcţionării etc.);  — lipsa electricităţii (sau a unei alte surse de energie);  — defecţiune a TIC (eroare de hardware sau de software, probleme legate de internet sau de sistemul SCADA etc.);  — atac cibernetic;  — impactul cauzat de lucrări de excavare (săpături, lucrări de batere a palplanșelor), lucrări de terasament etc.;  (c) surse comerciale/legate de piaţă/financiare  — acorduri cu furnizori din ţări terţe;  — litigii comerciale;  — controlul infrastructurii relevante pentru siguranţa furnizării efectuat de entităţi din ţări terţe, ceea ce poate presupune, între altele, riscul de investiţii insuficiente, riscul subminării diversificării și cel al nerespectării dreptului Uniunii;  — volatilitatea preţurilor;  — investiţii insuficiente;  — vârfuri de cerere bruște și neașteptate;  — alte riscuri care ar putea duce la deficienţe structurale;  (d) surse sociale  — greve (în diferite sectoare conexe, cum ar fi în sectorul gazelor, porturi, transport etc.);  — sabotaj;  — vandalism;  — furt;  (e) surse naturale  — cutremure;  — alunecări de teren;  — inundaţii (ploi abundente, revărsări ale râurilor);  — furtuni (maritime);  — avalanșe;  — condiţii meteorologice extreme;  — incendii (în exteriorul instalaţiei, cum ar fi în păduri sau pe pajiști aflate în apropiere etc.).  Analiză  (a) a se identifica factorii de risc relevanţi pentru statul membru, inclusiv probabilitatea și impactul acestora;  (b) a se descrie criteriile utilizate pentru a determina dacă o reţea este expusă unor riscuri ridicate/inacceptabile;  (c) a se elabora o listă a scenariilor de risc relevante în conformitate cu factorii de risc și probabilitatea acestora și a se descrie modul în **care a avut loc selecţia.**  **4. Analiza și evaluarea riscurilor**  A se analiza scenariile de risc relevante identificate la punctul 3. A se include, în cadrul simulării scenariilor de risc, măsurile existente de siguranţă a furnizării, cum ar fi, între altele, standardul de infrastructură calculat folosind formula N – 1 astfel cum se prevede la punctul 2 din anexa II și standardul de furnizare de gaze. Pentru fiecare scenariu de risc:  (a) a se descrie în detaliu scenariul de risc, inclusiv toate ipotezele, și, dacă este cazul, metodologiile care stau la baza calculării acestora;  (b) a se descrie în detaliu rezultatele simulărilor efectuate, incluzând o cuantificare a impactului (de exemplu, volumele de gaze nelivrate, consecinţele socioeconomice, efectele asupra termoficării și cele asupra producerii de energie electrică).  **5. Concluzii**  A se descrie principalele rezultate ale evaluării comune a riscurilor în care au fost implicate statele membre, incluzând identificarea scenariilor de risc care necesită acţiuni suplimentare. | |  |  | Prevederile acestei anexe vor fi transpuse în legislația națională prin act normativ subordonat legii. | Anexă modificată în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC a se vedea textul anexei în limba engleză:  **ANNEX V**  **Template for the national risk assessment**  *General information*  Name of the competent authority responsible for the preparation of the present risk assessment48.  **1. Description of the system**  1.1.  **<…>**  1.2. Provide a brief description of the gas system of the **Contracting Party** covering:  (a) the main gas consumption figures: annual final gas consumption (bcm) and breakdown by type of customers, peak demand (mcm/d);  (b) a description of the functioning of the gas system at national level, including infrastructure (to the extent not covered by point 1.1(b)). If applicable, include L-gas system;  (c) the identification of the key infrastructure relevant for the security of gas supply;  (d) a breakdown, to the extent possible, at national level of gas import sources per country of origin;  (e) a description of the role of storage and include:  (i) the storage capacity (total and working) compared to heating season demand;  (ii) the maximal daily withdrawal capacity at different filling levels (ideally with full storages and endof-  season levels);  (f) a description of the role of domestic production and include:  (i) the volume of production with regard to the annual final gas consumption;  (ii) the maximal daily production capacity;  (g) a description of the role of gas in the electricity production (e.g. importance, role as a back-up for renewables), including gas-fired generating capacity (total (MWe) and as percentage of the total generating capacity) and cogeneration (total (MWe) and as percentage of the total generating capacity).  **2. Infrastructure standard (Article 5)**  Describe how the infrastructure standard is complied with, including the main values used for the N – 1 formula and alternative options for its compliance (with directly connected **Contracting Parties**, demand- side measures) and the existing bidirectional capacities, as follows:  (a) N – 1 formula  (i) the identification of the single largest gas infrastructure;  (ii) the calculation of the N – 1 formula at national level;  (iii) a description of the values used for all elements in the N – 1 formula, including intermediate values. used for their calculation (e.g. for EPm indicate the capacity of all entry points considered under this parameter);  (iv) an indication of the methodologies used, if any, for the calculation of parameters in the N – 1 formula (e.g. Dmax) (use annexes for detailed explanations);  (v) an explanation of the results of the calculation of the N – 1 formula considering the level of storages at 30 % and 100 % of the maximum working volume;  (vi) an explanation of the main results of the simulation of the N – 1 formula using a hydraulic model;  (vii) if so decided by the **Contracting Party**, a calculation of the N – 1 formula using demand-side measures:  — calculation of the N – 1 formula in accordance with point 2 of Annex II,  — description of the values used for all elements in the N – 1 formula, including intermediate figures used for the calculation (if different to the figures described under point 2(a)(iii)),  — indicate the methodologies used, if any, for the calculation of parameters in the N – 1 formula (e.g. Dmax) (use annexes for detailed explanations),  — explain the market-based demand-side measures adopted/to be adopted to compensate a disruption of gas supply and its expected impact (Deff);  (viii) **<…>**  (b) bi-directional capacity  (i) indicate the interconnection points equipped with bidirectional capacity and the maximal capacity of bi-directional flows;  (ii) indicate the arrangements governing the use of the reverse flow capacity (e.g. interruptible capacity);  (iii) indicate interconnection points where an exemption has been granted in accordance with Article 5(4), the duration of the exemption and the grounds on which it was granted.  **3. Identification of risks**  Describe the risk factors which could have negative impact on the security of gas supply in the **Contracting Party**, their likelihood and consequences.  Non-exhaustive list of types of risk factors that have to be included in the assessment only if applicable according to the competent authority:  (a) political  — gas disruption from third countries because of different reasons,  — political unrest (either in country of origin or in transit country),  — war/civil war (either in country of origin or in transit country),  — terrorism;  (b) technological  — explosion/fires,  — fires (internal to a given facility),  — leakages,  — lack of adequate maintenance,  — equipment malfunction (failure to start, failure during working time, etc.),  — lack of electricity (or other energy source),  — ICT failure (hardware or software failure, internet, SCADA problems, etc.),  — cyber-attack,  — impact due to excavation works (digging, piling), ground works, etc.;  (c) commercial /market / financial  — agreements with third-country suppliers,  — commercial dispute,  — control of infrastructure relevant for the security of gas supply by third-country entities, which may imply, among others, risks of underinvestment, undermining diversification or non-respect of **Energy Community** law,  — price volatility,  — underinvestment,  — sudden, unexpected peak demand,  — other risks which could lead to structural underperformance;  (d) social  — strikes (in different related sectors, such as the gas sector, ports, transport, etc.),  — sabotage,  — vandalism,  — theft;  (e) natural  — earthquakes,  — landslides,  — floods (heavy rain, river),  — storms (sea),  — avalanches,  — extreme weather conditions,  — fires (external to the facility, like nearby forests, grassland, etc.).  Analysis  (a) identify the relevant risk factors for the **Contracting Party**, including their likelihood and impact;  (b) describe the criteria used to determine whether a system is exposed to high/unacceptable risks;  (c) set a list of relevant risk scenarios in accordance with the risk factors and their likelihood and describe how the selection was made.  **4. Risk analysis and assessment**  Analyse the set of relevant risk scenarios identified under point 3. In the simulation of risk scenarios include the existing security of gas supply measures, such as the infrastructure standard calculated using the N – 1 formula as set out in point 2 of Annex II, and the gas supply standard. Per risk scenario:  (a) describe in detail the risk scenario, including all assumptions and, if applicable, the underlying methodologies for their calculation;  (b) describe in detail the results of the simulation carried out, including a quantification of the impact (e.g. volumes of unserved gas, the socioeconomic impact, the impact on district heating, the impact on electricity generation).  5. **<…>** | Ministerul Energiei,  ANRE |
| **ANEXA VI**  **Model pentru planul de acțiuni preventive**  *Informaţii generale*  — Statele membre din grupul de risc  — Denumirea autorităţii competente responsabile cu elaborarea acestui plan.  1. **Descrierea reţelei**  1.1. A se furniza o scurtă descriere consolidată a reţelei regionale de gaze pentru fiecare grup de risc la care participă statul membru în cauză, cuprinzând:  (a) principalele cifre privind consumul de gaze : consumul final anual de gaze (în miliarde de m 3 ) și defalcarea pe tip de client, cererea în perioadele de vârf (total și defalcarea pe categorie de consumatori în milioane de m 3 /zi);  (b) o descriere a funcţionării reţelei de gaze în cadrul grupurilor de risc: fluxurile principale (intrare/ieșire/tranzit), capacitatea infrastructurii punctelor de intrare/de ieșire spre și din regiunea (regiunile) grupului de risc și pentru fiecare stat membru, incluzând rata de utilizare, instalaţiile GNL (capacitatea zilnică maximă, rata de utilizare și regimul de acces) etc.;  (c) o defalcare, în măsura posibilului, a surselor de import al gazelor în funcţie de ţara de origine;  (d) o descriere a rolului instalaţiilor de stocare relevante pentru regiune, incluzând accesul transfrontalier:  (i) capacitatea de stocare (volumul total și volumul util de gaze) în comparaţie cu cererea în sezonul de încălzire;  (ii) capacitatea zilnică maximă de extracţie la diferite niveluri de completare a stocurilor (în mod ideal, la nivel de stocuri complete și la nivelurile de la sfârșitul de sezon);  (e) o descriere a rolului producţiei interne în regiune:  (i) volumul producţiei în ceea ce privește consumul final anual de gaze;  (ii) capacitatea de producţie zilnică maximă;  (f) o descriere a rolului gazelor în producţia de energie electrică (de exemplu, importanţa și rolul în calitate de combustibil de rezervă, complementar faţă de sursele regenerabile de energie), inclusiv capacitatea de generare pe bază de gaz (totalul în MWe și ca procentaj din capacitatea totală de generare) și cogenerarea (totalul în MWe și ca procentaj din capacitatea totală de generare);  (g) o descriere a rolului măsurilor de eficienţă energetică și efectul acestora asupra consumul final anual de gaze.  1.2. A se furniza o scurtă descriere a reţelei de gaze a fiecărui stat membru, cuprinzând:  (a) principalele cifre privind consumul de gaze: consumul final anual de gaze (în miliarde de m 3 ) și defalcarea pe tip de client, cererea în perioadele de vârf (în milioane de m 3 /zi);  (b) o descriere a funcţionării reţelei de gaze la nivel naţional, incluzând infrastructura (în măsura în care aceste informaţii nu figurează la punctul 1.1 litera (b)];  (c) identificarea infrastructurilor-cheie relevante pentru siguranţa furnizării;  (d) o defalcare, în măsura posibilului, la nivel naţional, a surselor de import al gazelor în funcţie de ţara de origine;  (e) o descriere a rolului stocării în statul membru și a se include:  (i) capacitatea de stocare (volumul total și volumul util de gaze) în comparaţie cu cererea în sezonul de încălzire;  (ii) capacitatea zilnică maximă de extracţie la diferite niveluri de completare a stocurilor (în mod ideal, la nivel de stocuri complete și la nivelurile de la sfârșitul de sezon);  (f) o descriere a rolului producţiei interne și a se include:  (i) volumul producţiei în ceea ce privește consumul final anual de gaze;  (ii) capacitatea de producţie zilnică maximă;  (g) o descriere a rolului gazelor în producţia de energie electrică (de exemplu, importanţa și rolul în calitate de combustibil de rezervă, complementar faţă de sursele regenerabile de energie), inclusiv capacitatea de generare pe bază de gaz (totalul în MWe și ca procentaj din capacitatea totală de generare) și cogenerarea (totalul în MWe și ca procentaj din capacitatea totală de generare);  (h) o descriere a rolului măsurilor de eficienţă energetică și efectul acestora asupra consumul final anual de gaze.  2. **Rezumatul evaluării riscurilor**  A se descrie pe scurt rezultatele evaluării comune a riscurilor și a evaluării naţionale a riscurilor relevante efectuate în conformitate cu articolul 7, incluzând:  (a) o listă a scenariilor evaluate și o scurtă descriere a ipotezelor aplicate pentru fiecare scenariu, precum și riscurile/deficienţele identificate;  (b) principalele concluzii ale evaluării riscurilor.  **3.** **Standardul privind infrastructura (articolul 5)**  A se descrie modul de conformare cu standardul privind infrastructura, incluzând principalele valori utilizate pentru formula N – 1, opţiunile alternative de conformare cu acest standard (împreună cu state membre învecinate, prin măsuri axate pe cerere) și capacităţile bidirecţionale existente, după cum urmează:  3.1. Formula N – 1  (i) identificarea infrastructurii unice principale de gaze de interes comun pentru o regiune;  (ii) calcularea formulei N – 1 la nivel regional;  (iii) o descriere a valorilor utilizate pentru toate elementele din formula N – 1, incluzând cifrele intermediare folosite pentru calcul (de exemplu, pentru EP m , a se preciza capacitatea tuturor punctelor de intrare luate în considerare în cadrul acestui parametru);  (iv) o indicaţie a metodologiilor și ipotezelor folosite, dacă este cazul, pentru calcularea parametrilor din formula N – 1 (de exemplu D max ) (a se utiliza anexele pentru explicaţii detaliate).  3.2. Nivelul naţional  (a) formula N – 1  (i) identificarea infrastructurii unice principale de gaze;  (ii) calcularea formulei N – 1 la nivel naţional;  (iii) o descriere a valorilor utilizate pentru toate elementele din formula N – 1, incluzând valorile intermediare folosite pentru calcul (de exemplu, pentru EP m , a se preciza capacitatea tuturor punctelor de intrare luate în considerare în cadrul acestui parametru);  (iv) o indicaţie a metodologiilor folosite, dacă este cazul, pentru calcularea parametrilor din formula N – 1 (de exemplu D max ) (a se utiliza anexele pentru explicaţii detaliate);  (v) în cazul în care acest lucru este decis de statul membru, calcularea formulei N – 1 utilizând măsuri axate pe cerere:  — calcularea formulei N – 1 în conformitate cu punctul 2 din anexa II,  — o descriere a valorilor utilizate pentru toate elementele din formula N – 1, incluzând cifrele intermediare folosite pentru calcul (dacă sunt diferite de cifrele descrise la punctul 3 litera (a) punctul (iii) din prezenta anexă),  — o indicaţie a metodologiilor folosite, dacă este cazul, pentru calcularea parametrilor din formula N – 1 (de exemplu D max ) (a se utiliza anexele pentru explicaţii detaliate),  — o explicaţie a măsurilor de piaţă axate pe cerere adoptate/care urmează a fi adoptate pentru a compensa o perturbare a furnizării de gaze și impactul preconizat al acestora (D eff );  (vi) în cazul în care se convine astfel cu autorităţile competente din grupul (grupurile) de risc relevant(e) sau cu statele membre conectate direct, calcularea comună a formulei N – 1:  — calcularea formulei N – 1 în conformitate cu punctul 5 din anexa II;  — o descriere a valorilor utilizate pentru toate elementele din formula N – 1, incluzând valorile intermediare folosite pentru calcul (dacă sunt diferite de cifrele descrise la punctul 3 litera (a) punctul (iii) din prezenta anexă);  — o indicaţie a metodologiilor și ipotezelor folosite, dacă este cazul, pentru calcularea parametrilor din formula N – 1 (de exemplu D max ) (a se utiliza anexele pentru explicaţii detaliate);  — o explicaţie a mecanismelor convenite pentru a asigura conformitatea cu formula N – 1;  (b) capacitatea bidirecţională  (i) a se indica punctele de interconexiune care dispun de capacitate bidirecţională și capacitatea maximă a fluxurilor bidirecţionale;  (ii) a se indica dispoziţiile care reglementează utilizarea capacităţii de flux inversat (de exemplu capacitatea întreruptibilă);  (iii) a se indica punctele de interconexiune în cazul cărora s-a acordat o derogare în conformitate cu articolul 5 alineatul (4), durata derogării și motivele pentru care a fost acordată.  4. **Conformitatea cu standardul de furnizare (articolul 6)**  A se descrie măsurile adoptate în scopul conformării cu standardul de furnizare, precum și cu orice standard de furnizare suplimentară de gaze sau cu orice obligaţie suplimentară impusă din motive de siguranţă a furnizării de gaze:  (a) definiţia clienţilor protejaţi aplicată, incluzând categoriile de clienţi vizate și consumul lor anual de gaze (per categorie, valoare netă și procentaj din consumul final anual naţional de gaze);  (b) volumele de gaze necesare pentru a se conforma cu standardul de furnizare în conformitate cu scenariile descrise la articolul 6 alineatul (1) primul paragraf;  (c) capacitatea necesară pentru a se conforma cu standardul de furnizare în conformitate cu scenariile descrise la articolul 6 alineatul (1) primul paragraf;  (d) măsura (măsurile) în vigoare pentru a se conforma cu standardul de furnizare:  (i) descrierea măsurii (măsurilor);  (ii) destinatarii;  (iii) în cazul în care acesta există, a se descrie sistemul de monitorizare *ex-ante* a conformităţii cu standardul de furnizare;  (iv) regimul de sancţiuni, dacă există;  (v) a se descrie, pentru fiecare măsură:  — impactul economic, eficacitatea și eficienţa măsurii;  — impactul măsurii asupra mediului;  — impactul măsurilor asupra consumatorului;  (vi) în cazul în care se aplică măsuri nebazate pe piaţă (pentru fiecare măsură):  — a se justifica de ce măsura este necesară (și anume, de ce siguranţa furnizării nu poate fi asigurată numai prin măsuri de piaţă);  — a se justifica de ce măsura este proporţionată (și anume, de ce măsura nebazată pe piaţă constituie mijlocul cel mai puţin restrictiv pentru obţinerea efectului dorit);  — a se furniza o analiză a impactului unei astfel de măsuri:  1. asupra siguranţei furnizării altor state membre;  2. asupra pieţei naţionale;  3. asupra pieţei interne;  (vii) în cazul măsurilor introduse la data sau după data de 1 noiembrie 2017, a se furniza un scurt rezumat al evaluării impactului sau un link către evaluarea publică a impactului măsurii (măsurilor), efectuată în conformitate cu articolul 9 alineatul (4);  (e) dacă este cazul, a se descrie orice standard de furnizare suplimentară de gaze sau orice obligaţie suplimentară impusă din motive de siguranţă a furnizării de gaze:  (i) descrierea măsurii (măsurilor);  (ii) mecanismul de reducere pentru a reveni la valorile obișnuite într- un spirit de solidaritate și în conformitate cu articolul 13;  (iii) dacă este cazul, a se descrie orice nou standard de furnizare suplimentară de gaze sau orice obligaţie suplimentară impusă din motive de siguranţă a furnizării de gaze, adoptate la data sau după data de 1 noiembrie 2017;  (iv) destinatarii;  (v) volumele de gaze și capacităţile afectate;  (vi) a se indica modul în care măsura respectivă îndeplinește condiţiile prevăzute la articolul 6 alineatul (2).  5. **Măsuri preventive**  A se descrie măsurile preventive existente sau care urmează a fi adoptate:  (a) a se descrie fiecare dintre măsurile preventive adoptate pentru fiecare risc identificat în conformitate cu evaluarea riscurilor, incluzând o descriere a:  (i) dimensiunii lor naţionale sau regionale;  (ii) impactului lor economic, a eficacităţii și a eficienţei lor;  (iii) impactului lor asupra clienţilor.  Dacă este cazul, a se include:  — măsurile pentru a dezvolta interconexiunile între statele membre învecinate;  — măsurile pentru a diversifica rutele și sursele de furnizare de gaze;  — măsurile pentru a proteja infrastructurile-cheie relevante pentru siguranţa furnizării în ceea ce privește controlul exercitat de entităţi din ţări terţe (incluzând, după caz, legi generale sau specifice sectorului referitoare la verificarea prealabilă a investiţiilor, drepturi speciale pentru anumiţi acţionari etc.);  (b) a se descrie alte măsuri adoptate din alte motive decât cele legate de evaluarea riscurilor, dar care au un impact pozitiv asupra siguranţei furnizării statului membru din grupul (grupurile) de risc relevant(e);  (c) în cazul în care se aplică măsuri nebazate pe piaţă (pentru fiecare măsură):  (i) a se justifica de ce măsura este necesară (și anume, de ce siguranţa furnizării nu poate fi asigurată numai prin măsuri de piaţă);  (ii) a se justifica de ce măsura este proporţionată (și anume, de ce măsura nebazată pe piaţă constituie mijlocul cel mai puţin restrictiv pentru obţinerea efectului dorit);  (iii) a se furniza o analiză a impactului unei astfel de măsuri:  — a se justifica de ce măsura este necesară (și anume, de ce siguranţa furnizării nu poate fi asigurată numai prin măsuri de piaţă);  — a se justifica de ce măsura este proporţionată (și anume, de ce măsura nebazată pe piaţă constituie mijlocul cel mai puţin restrictiv pentru obţinerea efectului dorit);  — a se furniza o analiză a impactului unei astfel de măsuri:  1. asupra siguranţei furnizării altor state membre;  2. asupra pieţei naţionale;  3. asupra pieţei interne;  4. a se explica în ce măsură au fost luate în considerare măsuri de eficienţă, inclusiv măsuri de eficienţă axate pe cerere, pentru a spori siguranţa furnizării;  5. a se explica în ce măsură au fost luate în considerare surse regenerabile de energie pentru a spori siguranţa furnizării.  6. **Alte măsuri și obligaţii (de exemplu, funcţionarea în condiţii de securitate a reţelei)**  A se descrie alte măsuri și obligaţii care au fost impuse întreprinderilor din sectorul gazelor naturale și altor organisme relevante și care sunt susceptibile de a avea un impact asupra siguranţei furnizării de gaze, cum ar fi obligaţii privind funcţionarea în condiţii de siguranţă a reţelei, incluzând cine ar fi afectat de obligaţia respectivă, precum și volumele de gaze vizate. A se explica cu precizie când și cum s-ar aplica măsurile respective.  7. **Proiecte de infrastructură**  (a) a se descrie proiectele viitoare de infrastructură, inclusiv proiectele de interes comun din grupurile de risc relevante, indicând un calendar estimativ pentru implementarea acestora, capacităţile și impactul estimat asupra siguranţei furnizării de gaze din grupul de risc;  (b) a se indica modul în care proiectele de infrastructură ţin cont de TYNDP la nivelul Uniunii, elaborat de ENTSOG în temeiul articolului 8 alineatul (10) din Regulamentul (CE) nr. 715/2009.  8. **Obligaţiile de serviciu public legate de siguranţa furnizării**  Indicaţi obligaţiile de serviciu public existente legate de siguranţa furnizării și descrieţi-le pe scurt (a se utiliza anexele pentru informaţii mai detaliate). A se explica clar cine trebuie să respecte aceste obligaţii și în ce mod. Dacă este cazul, a se descrie modul și momentul în care obligaţiile respective de serviciu public ar fi declanșate.  9. **Consultări cu părţile interesate**  În conformitate cu articolul 8 alineatul (2) din prezentul regulament, a se descrie mecanismul utilizat pentru consultările efectuate pentru dezvoltarea planului și a planului de urgenţă, precum și rezultatele acestor consultări desfășurate cu:  (a) întreprinderi din sectorul gazelor;  (b) organizaţii relevante reprezentând interesele clienţilor casnici;  (c) organizaţii relevante reprezentând interesele clienţilor industriali de gaze, incluzând producătorii de energie electrică;  (d) autoritatea naţională de reglementare.  10. **Dimensiunea regională**  A se preciza orice circumstanţă și măsură naţională relevantă pentru siguranţa furnizării care nu face obiectul secţiunilor anterioare ale planului.  A se indica modul în care eventualele observaţii primite ca urmare a consultării descrise la articolul 8 alineatul (2) au fost luate în considerare.  11.1. Calcularea N – 1 la nivelul grupului de risc, dacă acest lucru s-a convenit de către autorităţile competente din grupul de risc  Formula N – 1  (a) identificarea infrastructurii unice principale de gaze de interes comun pentru grupul de risc;  (b) calcularea formulei N – 1 la nivelul grupului de risc;  (c) o descriere a valorilor utilizate pentru toate elementele din formula N – 1, incluzând cifrele intermediare folosite pentru calcul (de exemplu, pentru EP m , a se preciza capacitatea tuturor punctelor de intrare luate în considerare în cadrul acestui parametru);  (d) o indicaţie a metodologiilor și ipotezelor folosite, dacă este cazul, pentru calcularea parametrilor din formula N – 1 (de exemplu D max ) (a se utiliza anexele pentru explicaţii detaliate).  11.2. Mecanismele dezvoltate pentru cooperare  A se descrie mecanismele utilizate pentru cooperarea dintre statele membre în grupurile de risc relevante, inclusiv pentru elaborarea de măsuri transfrontaliere în planul de acţiuni preventive și planul de urgenţă.  A se descrie mecanismele utilizate pentru cooperarea cu alte state membre în vederea conceperii și a adoptării dispoziţiilor necesare pentru aplicarea articolului 13.  11.3. Măsuri preventive  A se descrie măsurile preventive existente sau care urmează a fi adoptate în grupul de risc sau ca urmare a unor acorduri regionale:  (a) a se descrie fiecare dintre măsurile preventive adoptate pentru fiecare risc identificat în conformitate cu evaluarea riscurilor, incluzând o descriere a:  (i) impactului acestora asupra statelor membre ale grupului de risc;  (ii) impactului lor economic, a eficacităţii și a eficienţei lor;  (iii) impactului lor asupra mediului;  (iv) impactului lor asupra clienţilor.  Dacă este cazul, a se include:  — măsurile pentru a dezvolta interconexiunile între statele membre învecinate;  — măsurile pentru a diversifica rutele și sursele de furnizare de gaze;  — măsurile pentru a proteja infrastructurile-cheie relevante pentru siguranţa furnizării în ceea ce privește controlul exercitat de entităţi din ţări terţe (incluzând, după caz, legi generale sau specifice sectorului referitoare la verificarea prealabilă a investiţiilor, drepturi speciale pentru anumiţi acţionari etc.);  (b) a se descrie alte măsuri adoptate din alte motive decât cele legate de evaluarea riscurilor, dar care au un impact pozitiv asupra siguranţei furnizării grupului de risc.  (c) în cazul în care se aplică măsuri nebazate pe piaţă (pentru fiecare măsură):  (i) a se justifica de ce măsura este necesară (și anume, de ce siguranţa furnizării nu poate fi asigurată numai prin măsuri de piaţă);  (ii) a se justifica de ce măsura este proporţionată (și anume, de ce măsura nebazată pe piaţă constituie mijlocul cel mai puţin restrictiv pentru obţinerea efectului dorit);  (iii) a se furniza o analiză a impacturilor unei astfel de măsuri:  — a se justifica de ce măsura este necesară (și anume, de ce siguranţa furnizării nu poate fi asigurată numai prin măsuri de piaţă);  — a se justifica de ce măsura este proporţionată (și anume, de ce măsura nebazată pe piaţă constituie mijlocul cel mai puţin restrictiv pentru obţinerea efectului dorit);  — a se furniza o analiză a impactului unei astfel de măsuri:  1. asupra siguranţei furnizării altor state membre;  2. asupra pieţei naţionale;  3. asupra pieţei interne;  (d) a se explica în ce măsură au fost luate în considerare măsuri de eficienţă, inclusiv măsuri de eficienţă axate pe cerere, pentru a spori siguranţa furnizării;  (e) a se explica în ce măsură au fost luate în considerare surse regenerabile de energie pentru a spori siguranţa furnizării. | |  |  | Prevederile acestei anexe vor fi transpuse în legislația națională prin act normativ subordonat legii. | Anexă modificată în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC, a se vedea textul anexei în limba engleză:  **ANNEX VI**  **Template for preventive action plan**  *General information*  — **<…>**  — Name of the competent authority responsible for the preparation of the plan53  **1. Description of the system**  1.1. **<…>**  1.2. Provide a brief description of the gas system per **Contracting Party**, covering:  (a) the main gas consumption figures: annual final gas consumption (bcm) and breakdown by type of customers, peak demand (mcm/d);  (b) a description of the functioning of the gas system at national level, including infrastructure (to the extent not covered by point 1.1(b));  (c) the identification of the key infrastructure relevant for the security of supply;  (d) a breakdown, to the extent possible, at national level of gas import sources per country of origin;  (e) a description of the role of storage in the **Contracting Party** and include:  (i) the storage capacity (total and working) compared to heating season demand;  (ii) the maximal daily withdrawal capacity at different filling levels (ideally with full storages and endof- season levels);  (f) a description of the role of domestic production and include:  (i) the volume of production with regard to the annual final gas consumption;  (ii) the maximal daily production capacity;  (g) a description of the role of gas in the electricity production (e.g. importance, role as a back-up for renewables), including gas-fired generating capacity (total (MWe) and as percentage of the total generating capacity) and cogeneration (total (MWe) and as percentage of the total generating capacity);  (h) a description of the role of energy efficiency measures and their effect on annual final gas consumption.  **2. Summary of the risk assessment**  Describe briefly the results of the **<…>** national risk assessment carried out in accordance with Article 7, including:  (a) a list of the scenarios assessed and a brief description of the assumptions applied for each one as well as the risks/shortcomings identified;  (b) the main conclusions of the risk assessment.  **3. Infrastructure standard (Article 5)**  Describe how the infrastructure standard is complied with, including the main values used for the N – 1 formula and alternative options for its compliance (with neighbouring **Contracting Parties**, demand-side measures) and the existing bidirectional capacities, as follows:  3.1. **<…>**  3.2. National level  (a) N – 1 formula  (i) the identification of the single largest gas infrastructure;  (ii) the calculation of the N – 1 formula at national level;  (iii) a description of the values used for all elements in the N – 1 formula, including intermediate values used for the calculation (e.g. for EPm indicate the capacity of all entry points considered under this parameter);  (iv) an indication of the methodologies used, if any, for the calculation of parameters in the N – 1 formula (e.g. Dmax) (use annexes for detailed explanations);  (v) if so decided by the **Contracting Party**, calculation of the N – 1 formula using demand-side measures:  — the calculation of the N – 1 formula in accordance with point 2 of Annex II,  — a description of the values used for all elements in the N – 1 formula, including intermediate figures used for the calculation (if different to the figures described under point 3(a)(iii) of this Annex),  — an indication of the methodologies used, if any, for the calculation of parameters in the N – 1 formula (e.g. Dmax) (use annexes for detailed explanations),  — an explanation of the market-based demand-side measures adopted/to be adopted to compensate a disruption of gas supply and its expected impact (Deff);  (vi) **<…>**  (b) bi-directional capacity  (i) indicate the interconnection points equipped with bidirectional capacity and the maximal capacity of bi-directional flows;  (ii) indicate the arrangements governing the use of the reverse flow capacity (e.g. interruptible capacity);  (iii) indicate interconnection points where an exemption has been granted in accordance with Article 5(4), the duration of the exemption and the grounds on which it was granted.  **4. Compliance with the supply standard (Article 6)**  Describe the measures adopted in order to comply with the supply standard as well as with any increased supply standard or additional obligation imposed for reasons of security of gas supply:  (a) definition of protected customers applied, including categories of customers covered and their annual gas consumption (per category, net value and percentage of the national annual final gas consumption);  (b) gas volumes needed to comply with the supply standard in accordance with the scenarios described in the first subparagraph of Article 6(1);  (c) capacity needed to comply with the supply standard in accordance with the scenarios described in the first subparagraph of Article 6(1);  (d) measure(s) in place to comply with the supply standard:  (i) a description of the measure(s);  (ii) addressees;  (iii) where it exists, describe any *ex ante* monitoring system for the compliance with the supply standard;  (iv) sanctions regime, if applicable;  (v) describe, per measure:  — the economic impact, effectiveness and efficiency of the measure,  — the impact of the measure on the environment,  — impact of the measures on consumer,  (vi) where non-market-based measures are applied (per measure):  — justify why the measure is necessary (i.e. why security of supply cannot be achieved via market- based measures alone),  — justify why the measure is proportionate (i.e. why the non-market-based measure is the least restrictive means to achieve the intended effect),  — provide an analysis of the impact of such measure:  (1) on other **Contracting Parties** ‘ security of supply;  (2) on the national market;  (3) on the **single** market;  (vii) where measures introduced on or after **30th November 2021** please provide a short summary of the impact assessment or a link to the public impact assessment of the measure(s) carried out in accordance with Article 9(4);  (e) if applicable, describe any increased supply standard or additional obligation imposed for reasons of security of gas supply:  (i) a description of the measure(s);  (ii) the mechanism to reduce it to usual values in a spirit of solidarity **<…>**;  (iii) if applicable, describe any new increased supply standard or additional obligation imposed for reasons of security of gas supply adopted on or after **30th November 2021**;  (iv) addressees;  (v) affected gas volumes and capacities;  (vi) indicate how that measure complies with the conditions laid down in Article 6(2).  **5. Preventive measures**  Describe the preventive measures in place or to be adopted:  (a) describe each of the preventive measures adopted per identified risk in accordance with the risk as-sessment, including a description of:  (i) their national or regional dimension;  (ii) their economic impact, effectiveness and efficiency;  (iii) their impact on customers. Where appropriate, include:  — measures to enhance interconnections between neighbouring **Contracting Parties**,  — measures to diversify gas routes and sources of supply,  — measures to protect key infrastructure relevant for the security of supply in relation to control by third- country entities (including, where relevant, general or sector-specific investment screening laws, special rights for certain shareholders, etc.);  (b) **<…>**  (c) where non-market-based measures are applied (per measure):  (i) justify why the measure is necessary (i.e. why the security of supply cannot be achieved via market- based measures alone);  (ii) justify why the measure is proportionate (i.e. why the non-market-based measure is the least restrictive means to achieve the intended effect);  (iii) provide an analysis of the impact of such measure:  — justify why the measure is necessary (i.e. why the security of supply cannot be achieved via market- based measures alone),  — justify why the measure is proportionate (i.e. why the non-market-based measure is the least restrictive means to achieve the intended effect),  — provide an analysis of the impact of such measure:  (1) on other **Contracting Parties**’ security of supply;  (2) on the national market;  (3) on the **single** market;  (4) explain the extent to which efficiency measures, including on the demand side, have been considered to increase the security of supply;  (5) explain the extent to which renewable energy sources have been considered to increase the security of supply.  **6. Other measures and obligations (e.g. safety operation of the system)**  Describe other measures and obligations that have been imposed on natural gas undertakings and other relevant bodies likely to have an impact on the security of gas supply, such as obligations for the safe operation of the system, including who would be affected by that obligation as well as the gas volumes covered. Explain precisely when and how those measures would apply.  **7. Infrastructure projects**  (a) describe future infrastructure projects, including Projects of **Energy Community Interests**, including  an estimated timing for their deployment, capacities and estimated impact on the security of gas supply;  (b) **<…>**  **8. Public service obligations related to the security of supply**  Indicate the existing public service obligations related to the security of supply and briefly describe them (use annexes for more detailed information). Explain clearly who has to comply with such obligations and how. If applicable, describe how and when those public service obligations would be triggered  .  **9. Stakeholder consultations**  In accordance with Article 8(2) of this Regulation, describe the mechanism used for and the results of the  consultations carried out, for the development of the plan as well as the emergency plan, with:  (a) gas undertakings;  (b) relevant organisations representing the interests of households;  (c) relevant organisations representing the interests of industrial gas customers, including electricity producers;  (d) national regulatory authority.  **10. <…>**  10.1. **<…>**  10.2. Mechanisms developed for cooperation  Describe the mechanisms used for the cooperation among the **Contracting Parties <…>**, including for developing cross-border measures in the preventive action plan and the emergency plan.  <…>  10.3. **<…>** | Ministerul Energiei,  ANRE |
| **ANEXA VII**  **Model pentru planul de urgență**  *Informaţii generale*  Denumirea autorităţii competente responsabile pentru elaborarea acestui plan ( 1 ).  1. **Definirea nivelurilor de criză**  (a) a se indica organismul responsabil pentru declararea fiecărui nivel de criză și procedurile de urmat în fiecare caz pentru astfel de declaraţii;  (b) în cazul în care aceștia există, includeţi aici indicatorii sau parametrii utilizaţi pentru a analiza dacă un eveniment poate duce la o deteriorare semnificativă a situaţiei furnizării și pentru a decide cu privire la declararea unui anumit nivel de criză.  2. **Măsurile de adoptat pentru fiecare nivel de criză** ( 2 )  2.1. Alerta timpurie  A se descrie măsurile de aplicat în această etapă, indicând, pentru fiecare măsură:  (i) o scurtă descriere a măsurii și a principalilor actori implicaţi;  (ii) a se descrie procedura de urmat, dacă este cazul;  (iii) a se indica contribuţia preconizată a măsurii la gestionarea impacturilor oricărui eveniment sau la pregătirea înainte de producerea unui eveniment;  (iv) a se descrie fluxurile de informaţii între actorii implicaţi.  2.2. Nivelul de alertă  (a) a se descrie măsurile de aplicat în această etapă, indicând, pentru fiecare măsură:  (i) o scurtă descriere a măsurii și a principalilor actori implicaţi;  (ii) a se descrie procedura de urmat, dacă este cazul;  (iii) a se descrie fluxurile de informaţii între actorii implicaţi;  (iv) a se descrie fluxurile de informaţii între actorii implicaţi;  (b) a se descrie obligaţiile de raportare impuse întreprinderilor din sectorul gazelor naturale în cazul nivelului de alertă.  2.3. Nivelul de urgenţă  (a) a se elabora o listă cu acţiuni predefinite pe partea ofertei și pe partea cererii pentru punerea la dispoziţie a gazelor în cazul unei situaţii de urgenţă, incluzând acordurile comerciale dintre părţile implicate în aceste acţiuni și mecanismele de compensare pentru întreprinderile din sectorul gazelor naturale, dacă este cazul;  (b) a se descrie măsurile de piaţă de aplicat în această etapă, indicând, pentru fiecare măsură:  (i) o scurtă descriere a măsurii și a principalilor actori implicaţi;  (ii) a se descrie procedura de urmat;  (iii) a se indica contribuţia preconizată a măsurii la atenuarea situaţiei în cazul nivelului de urgenţă;  (iv) a se descrie fluxurile de informaţii între actorii implicaţi;  (c) a se descrie măsurile nebazate pe piaţă planificate sau care urmează a fi puse în aplicare în cazul nivelului de urgenţă, indicând, pentru fiecare măsură:  (i) o scurtă descriere a măsurii și a principalilor actori implicaţi;  (ii) a se furniza o evaluare a necesităţii unei astfel de măsuri pentru a face faţă unei crize, incluzând gradul de utilizare a acesteia;  (iii) a se descrie în detaliu procedura de punere în aplicare a măsurii (de exemplu, ce anume ar declanșa introducerea acestei măsuri, cine ar lua decizia);  (iv) a se indica contribuţia preconizată a măsurii la atenuarea situaţiei în cazul nivelului de urgenţă, ca o completare a măsurilor de piaţă;  (v) a se evalua alte efecte ale măsurii;  (vi) a se justifica conformitatea măsurii cu condiţiile prevăzute la articolul 11 alineatul (6);  (vii) a se descrie fluxurile de informaţii între actorii implicaţi;  (d) a se descrie obligaţiile de raportare impuse întreprinderilor din sectorul gazelor naturale.  3. **Măsuri specifice în ceea ce privește energia electrică și termoficarea**  (a) termoficarea  (i) a se indica pe scurt impactul probabil al unei perturbări a furnizării de gaze în sectorul termoficării;  (ii) a se indica măsurile și acţiunile care trebuie întreprinse pentru a atenua impactul potenţial al unei perturbări a furnizării de gaze în sectorul termoficării. În mod alternativ, a se indica de ce adoptarea unor măsuri specifice nu este adecvată;  (b) furnizarea de energie electrică produsă pe bază de gaze  (i) a se indica pe scurt impactul probabil al unei perturbări a furnizării de gaze în sectorul energiei electrice;  (ii) a se indica măsurile și acţiunile care trebuie întreprinse pentru a atenua impactul potenţial al unei perturbări a furnizării cu gaze în sectorul energiei electrice. În mod alternativ, a se indica de ce adoptarea unor măsuri specifice nu este adecvată;  (iii) a se indica mecanismele/dispoziţiile existente pentru a se asigura o coordonare adecvată, inclusiv schimbul de informaţii, între actorii principali din sectoarele gazelor și energiei electrice, în special între operatorii de transport și de sistem la diferite niveluri de criză.  4. **Managerul sau echipa de criză**  A se indica managerul de criză și a se defini rolul acestuia.  5. **Rolurile și responsabilităţile diferiţilor actori**  (a) pentru fiecare nivel de criză, a se defini rolurile și responsabilităţile, inclusiv interacţiunile cu autorităţile competente și, după caz, cu autoritatea naţională de reglementare, ale:  (i) întreprinderilor din sectorul gazelor naturale;  (ii) clienţilor industriali;  (iii) producătorilor de energie electrică relevanţi;  (b) pentru fiecare nivel de criză, a se defini rolurile și responsabilităţile autorităţilor competente și ale organismelor cărora li s-au delegat sarcini.  6. **Măsuri privind consumul nejustificat al clienţilor care nu sunt clienţi protejaţi**  A se descrie măsurile existente pentru a preveni, în măsura posibilului și fără a pune în pericol funcţionarea sigură și fiabilă a reţelei de gaze sau a crea situaţii periculoase, consumul de către clienţii care nu sunt clienţi protejaţi de gaze destinate clienţilor protejaţi în timpul unei situaţii de urgenţă. A se indica natura măsurii (administrativă, tehnică etc.), actorii principali și procedurile de urmat.  7. **Teste de pregătire pentru situaţii de urgenţă**  (a) a se preciza calendarul pentru simulări în timp real ale reacţiei la situaţii de urgenţă;  (b) a se indica actorii implicaţi, procedurile și scenariile concrete de impact mare și mediu simulate.  Pentru actualizările planului de urgenţă: a se descrie pe scurt testele efectuate de la prezentarea ultimului plan de urgenţă și rezultatele principale. A se indica măsurile care au fost adoptate ca urmare a testelor respective.  8. **Dimensiunea regională**  8.1. Măsurile de adoptat pentru fiecare nivel de criză:  8.1.1. Alerta timpurie  A se descrie măsurile de aplicat în această etapă, indicând, pentru fiecare măsură:  (i) o scurtă descriere a măsurii și a principalilor actori implicaţi;  (ii) a se descrie procedura de urmat, dacă este cazul;  (iii) a se indica contribuţia preconizată a măsurii la gestionarea impacturilor oricărui eveniment sau la pregătirea înainte de producerea unui eveniment;  (iv) a se descrie fluxurile de informaţii între actorii implicaţi.  8.1.2. Nivelul de alertă  (a) a se descrie măsurile de aplicat în această etapă, indicând, pentru fiecare măsură:  (i) o scurtă descriere a măsurii și a principalilor actori implicaţi;  (ii) a se descrie procedura de urmat, dacă este cazul;  (iii) a se indica contribuţia preconizată a măsurii la gestionarea impacturilor oricărui eveniment sau la pregătirea înainte de producerea unui eveniment;  (iv) a se descrie fluxurile de informaţii între actorii implicaţi;  (b) a se descrie obligaţiile de raportare impuse întreprinderilor din sectorul gazelor naturale în cazul nivelului de alertă.  8.1.3. Nivelul de urgenţă  (a) a se elabora o listă cu acţiuni predefinite pe partea ofertei și pe partea cererii pentru punerea la dispoziţie a gazelor în cazul unei situaţii de urgenţă, incluzând acordurile comerciale dintre părţile implicate în aceste acţiuni și mecanismele de compensare pentru întreprinderile din sectorul gazelor naturale, dacă este cazul;  (b) a se descrie măsurile de piaţă de aplicat în această etapă, indicând, pentru fiecare măsură:  (i) o scurtă descriere a măsurii și a principalilor actori implicaţi;  (ii) a se descrie procedura de urmat;  (iii) a se indica contribuţia preconizată a măsurii la atenuarea situaţiei în cazul nivelului de urgenţă;  (iv) a se descrie fluxurile de informaţii între actorii implicaţi;  (c) a se descrie măsurile nebazate pe piaţă planificate sau care urmează a fi puse în aplicare în cazul nivelului de urgenţă, indicând, pentru fiecare măsură:  (i) o scurtă descriere a măsurii și a principalilor actori implicaţi;  (ii) a se furniza o evaluare a necesităţii unei astfel de măsuri pentru a face faţă unei crize, incluzând gradul de utilizare a acesteia;  (iii) a se descrie în detaliu procedura de punere în aplicare a măsurii (de exemplu, ce anume ar declanșa introducerea măsurii, cine ar lua decizia);  (iv) a se indica contribuţia preconizată a măsurii la atenuarea situaţiei în cazul nivelului de urgenţă, ca o completare a măsurilor de piaţă;  (v) a se evalua alte efecte ale măsurii;  (vi) a se justifica conformitatea măsurii cu condiţiile stabilite la articolul 11 alineatul (6);  (vii) a se descrie fluxurile de informaţii între actorii implicaţi;  (d) a se descrie obligaţiile de raportare impuse întreprinderilor din sectorul gazelor naturale.  8.2. Mecanismele de cooperare  (a) a se descrie mecanismele existente pentru a se asigura cooperarea în cadrul fiecărui grup de risc relevant și coordonarea adecvată pentru fiecare nivel de criză. A se descrie, în măsura în care acestea există și nu au fost menţionate la punctul 2, procedurile de luare a deciziilor care permit o reacţie adecvată la nivel regional la fiecare nivel de criză;  (b) a se descrie mecanismele existente pentru a se asigura cooperarea cu alte state membre din afara grupurilor de risc și coordonarea acţiunilor pentru fiecare nivel de criză.  8.3. Solidaritatea dintre statele membre  (a) a se descrie mecanismele convenite între statele membre direct conectate pentru a se asigura aplicarea principiului solidarităţii menţionat la articolul 13;  (b) dacă este cazul, a se descrie mecanismele convenite între statele membre conectate între ele prin intermediul unei ţări terţe pentru a se asigura aplicarea principiului solidarităţii menţionat la articolul 13. | |  |  | Prevederile acestei anexe vor fi transpuse în legislația națională prin act normativ subordonat legii. | Anexă modificată în versiunea adaptată conform Deciziei Consiliului Ministerial nr.2021/15/MC-EnC, a se vedea textul anexei în limba engleză:  **ANNEX VII**  **Template for emergency plan**  *General information*  Name of the competent authority responsible for the preparation of the present plan  **1. Definition of crisis levels**  (a) indicate the body responsible for the declaration of each crisis level and the procedures to follow in  each case for such declarations;  (b) where they exist, include here indicators or parameters used to consider whether an event may result in  a significant deterioration of the supply situation and to decide upon the declaration of a certain crisis level.  **2. Measures to be adopted per crisis level**  1.1. Early Warning  Describe the measures to be applied at this stage, indicating, per measure:  (i) a brief description of the measure and main actors involved;  (ii) describe the procedure to follow, if applicable;  (iii) indicate the expected contribution of the measure to cope with the impact of any event or prepare  ahead of its appearance;  (iv) describe the flows of information among the actors involved.  1.2. Alert Level  (a) describe the measures to be applied at this stage, indicating, per measure:  (i) a brief description of the measure and main actors involved;  (ii) describe the procedure to follow, if applicable;  (iii) indicate the expected contribution of the measure to cope with the situation at alert level;  (iv) describe the flows of information among the actors involved;  (b) describe the reporting obligations imposed on natural gas undertakings at alert level.  1.3. Emergency Level  (a) establish a list of predefined actions on the supply and demand side to make gas available in the event  of an emergency, including commercial agreements between the parties involved in such actions and the  compensation mechanisms for natural gas undertakings where appropriate;  (b) describe the market-based measures to be applied at this stage, indicating, per measure:  (i) a brief description of the measure and main actors involved;  (ii) describe the flows of information among the actors involved;  (c) describe the non-market-based measures planned or to be implemented for the emergency level,  indicating, per measure:  (i) a brief description of the measure and main actors involved;  (ii) provide an assessment of the necessity of such measure in order to cope with a crisis, including  the degree of its use;  (iii) describe in detail the procedure to implement the measure (e.g. what would trigger the introduction  of this measure, who would take the decision);  (iv) indicate the expected contribution of the measure to mitigate the situation at emergency level as  a complement to market-based measures;  (v) assess other effects of the measure;  (vi) justify the compliance of the measure with the conditions laid down in Article 11(6);  (vii) describe the flows of information among the actors involved;  (d) describe reporting obligations imposed on natural gas undertakings.  **3. Specific measures for the electricity and district heating**  (a) district heating  (i) briefly indicate the likely impact of a disruption of gas supply in the district heating sector;  (ii) indicate measures and actions to be taken to mitigate the potential impact of a disruption of gas supply on district heating. Alternatively, indicate why the adoption of specific measures is not appropriate;  (b) supply of electricity generated from gas  (i) briefly indicate the likely impact of a disruption of gas supply in the electricity sector;  (ii) indicate measures and actions to be taken to mitigate the potential impact of a disruption of gas supply on the electricity sector. Alternatively, indicate why the adoption of specific measures is not appropriate;  (iii) indicate the mechanisms/existing provisions to ensure appropriate coordination, including exchange of information, between main actors in the gas and electricity sectors, in particular transmission system operators at different crisis levels.  **4. Crisis manager or team**  Indicate who the crisis manager is and define its role.  **5. Roles and responsibilities of different actors**  (a) per crisis level, define the roles and responsibilities, including interactions with the competent authorities and, where appropriate, with the national regulatory authority, of:  (i) natural gas undertakings;  (ii) industrial customers;  (iii) relevant electricity producers;  (b) per crisis level, define the role and responsibilities of the competent authorities and the bodies to which tasks have been delegated.  **6. Measures regarding undue consumption by customers who are not protected customers**  Describe measures in place to prevent to the extent possible and without endangering the safe and reliable operation of the gas system or creating unsafe situations, the consumption by customers who are not protected customers of gas supply intended for protected customers during an emergency. Indicate the nature of the measure (administrative, technical, etc.), main actors and the procedures to follow.  **7. Emergency tests**  (a) indicate the calendar for the real time response simulations of emergency situations;  (b) indicate actors involved, procedures and concrete high and medium impact scenarios simulated.  For the updates of the emergency plan: describe briefly the tests carried out since the last emergency plan was presented and the main results. Indicate which measures have been adopted as a result of those tests.  **8. <…>** | Ministerul Energiei,  ANRE |
| **ANEXA VIII**  **Lista măsurilor nebazate pe piață destinate asigurării siguranței furnizării de gaze**  În cadrul elaborării planului de acţiuni preventive și a planului de urgenţă, autoritatea competentă ia în considerare, numai în cazul unei situaţii de urgenţă, contribuţia următoarei liste orientative și neexhaustive de măsuri:  (a) măsuri din perspectiva furnizării:  — utilizarea înmagazinării strategice de gaze;  — utilizarea obligatorie a depozitelor de combustibili alternativi (de exemplu, în conformitate cu Directiva 2009/119/CE a Consiliului ( 1 ));  — utilizarea obligatorie a energiei electrice generate din alte surse decât gazele naturale;  — creșterea obligatorie a nivelurilor de producţie de gaze;  — extracţia obligatorie din depozite;  (b) măsuri din perspectiva cererii:  — mai multe măsuri de reducere obligatorie a cererii, printre care:  — trecerea obligatorie la alţi combustibili;  — utilizarea obligatorie a contractelor care pot fi întrerupte în cazul în care nu sunt utilizate pe deplin ca parte a măsurilor de piaţă;  — întreruperea obligatorie a consumului. | |  |  | Prevederile acestei anexe vor fi transpuse în legislația națională prin act normativ subordonat legii. | Anexă nemodificată. | Ministerul Energiei,  ANRE |