

Bruxelles, le 16.2.2016
COM(2016) 52 final

ANNEXES 1 to 8

ANNEXES

de la

PROPOSITION DE RÈGLEMENT DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL
concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l’approvisionnement en gaz et
abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010

{SWD(2016) 25 final}
{SWD(2016) 26 final}

ANNEXES
de la
PROPOSITION DE RÈGLEMENT DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL
concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l’approvisionnement en gaz et
abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010

ANNEXE I

Coopération régionale

Les régions visées à l'article 3, paragraphe 7 sont les suivantes:

- Nord-ouest: Irlande et Royaume-Uni;
- Nord et Sud de l'Europe occidentale: Belgique, Espagne, France, Luxembourg, Pays-Bas et Portugal;
- Corridor gazier méridional: Bulgarie, Grèce et Roumanie;
- Centre-est: République tchèque, Allemagne, Pologne et Slovaquie;
- Sud-est: Croatie, Italie, Hongrie, Autriche et Slovénie;
- Marché de l'énergie de la Baltique I (BEMIP I): Estonie, Lettonie, Lituanie et Finlande,
- Marché de l'énergie de la Baltique II (BEMIP II): Danemark et Suède;
- Chypre;
- Malte, tant qu'elle n'est pas raccordée à un autre État membre. Si Malte est raccordée à un autre État membre, elle sera considérée comme faisant partie de la région de cet État membre.

ANNEXE II

Calcul de la formule N-1

1. DEFINITION DE LA FORMULE N-1

La formule N-1 décrit l'aptitude de la capacité technique, telle que définie à l'article 2, paragraphe 1, point 18 du règlement (CE) n° 715/2009, des infrastructures gazières à répondre à la demande totale de gaz de la zone couverte en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière pendant une journée de demande exceptionnellement élevée en gaz se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans.

Les infrastructures gazières englobent le réseau de transport de gaz, y compris les interconnexions, ainsi que les installations de production, les installations GNL et les installations de stockage connectées à la zone couverte.

La capacité technique de toutes les autres infrastructures gazières disponibles, en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière, est au moins égale à la somme de la demande quotidienne totale de gaz de la zone couverte pendant une journée de demande exceptionnellement élevée se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans.

Les résultats de la formule N-1, comme calculés ci-dessous, sont au moins égaux à 100 %.

2. METHODE DE CALCUL DE LA FORMULE N-1

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

Les paramètres utilisés pour le calcul sont clairement décrits et justifiés.

Pour le calcul de l'EP_m, une liste détaillée des points d'entrée et de leur capacité individuelle est fournie.

3. DEFINITIONS DES PARAMETRES DE LA FORMULE N-1

On entend par «zone couverte» une zone géographique pour laquelle on calcule la formule N-1; cette zone est déterminée par l'autorité compétente.

Définition relative à la demande

«D_{max}» désigne la demande quotidienne totale de gaz (en millions de mètres cubes par jour) de la zone couverte pendant une journée de demande exceptionnellement élevée se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans.

Définitions relatives à l'offre

«EP_m»: on entend par «capacité technique des points d'entrée (en millions de mètres cubes par jour), autres que les installations de production, les installations GNL et les installations de stockage couvertes par les définitions P_m, LNG_m et S_m», la somme des capacités techniques de tous les points d'entrée frontaliers capables d'approvisionner la zone couverte en gaz;

«P_m»: on entend par «capacité de production technique maximale (en millions de mètres cubes par jour)» la somme des capacités de production techniques maximales quotidiennes de l'ensemble des installations de production de gaz pouvant être délivrées aux points d'entrée dans la zone couverte;

«S_m»: on entend par «capacité de soutirage technique maximale des installations de stockage (en millions de mètres cubes par jour)» la somme des capacités techniques maximales quotidiennes de soutirage de l'ensemble des installations de stockage – compte tenu de leurs caractéristiques physiques respectives – pouvant être délivrées aux points d'entrée de la zone couverte;

«LNG_m»: on entend par «capacité technique maximale des installations GNL (en millions de mètres cubes par jour)» la somme des capacités techniques quotidiennes maximales d'émission sur le réseau offertes par toutes les installations GNL dans la zone couverte, compte tenu d'éléments essentiels comme le déchargement, les services auxiliaires, le stockage temporaire et la regazéification du GNL, ainsi que la capacité technique d'émission sur le réseau;

«I_m» désigne la capacité technique de la plus grande infrastructure gazière (en millions de mètres cubes par jour), caractérisée par la plus importante capacité à approvisionner la zone couverte. Lorsque plusieurs infrastructures gazières sont connectées à une infrastructure gazière commune en amont ou en aval, et ne peuvent être exploitées séparément, elles sont considérées comme une infrastructure gazière unique.

4. CALCUL DE LA FORMULE N-1 AVEC UTILISATION DE MESURES AXEES SUR LA DEMANDE

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

Définition relative à la demande

«D_{eff}» désigne la partie (en millions de mètres cubes par jour) de D_{max} qui, en cas de rupture de l'approvisionnement, peut être couverte suffisamment et en temps utile au moyen de mesures fondées sur le marché et axées sur la demande, conformément à l'article 8, paragraphe 1, point c), et à l'article 4, paragraphe 2.

5. CALCUL DE LA FORMULE N-1 AU NIVEAU REGIONAL

La zone couverte visée au point 3 est étendue au niveau régional approprié. Les régions définies à l'annexe I s'appliquent. Pour le calcul de la formule N-1 au niveau régional, on utilise la plus grande infrastructure gazière d'intérêt commun. La plus grande infrastructure gazière d'intérêt commun d'une région est l'infrastructure gazière la plus grande de cette région qui contribue directement ou indirectement à l'approvisionnement en gaz des États membres de cette région et qui est définie dans l'évaluation des risques.

Le calcul régional de la formule N-1 ne peut remplacer le calcul national de la formule N-1 que lorsque la plus grande infrastructure gazière d'intérêt commun présente une importance majeure pour l'approvisionnement en gaz de tous les États membres concernés, conformément à l'évaluation des risques conjointe.

Aux fins des calculs visés à l'article 6, paragraphe 1, la plus grande infrastructure gazière d'intérêt commun pour les régions, telles qu'énumérées à l'annexe I, est utilisée.

ANNEXE III

Capacité bidirectionnelle permanente

1. Afin de mettre en place une capacité bidirectionnelle ou de la renforcer sur une interconnexion, ou d'obtenir ou de prolonger une dérogation à cet égard, les gestionnaires de réseau de transport de part et d'autre de l'interconnexion soumettent à leurs autorités compétentes (les autorités compétentes concernées), après consultation de tous les gestionnaires de réseau de transport sur le parcours du corridor d'approvisionnement gazier:
 - (a) une proposition de capacité bidirectionnelle permanente concernant le sens rebours (ci-après dénommée «capacité de flux inversé»); ou
 - (b) une demande de dérogation à l'obligation de mettre en place une capacité bidirectionnelle.

Cette soumission a lieu au plus tard le 1^{er} décembre 2018 pour toutes les interconnexions existantes lors de l'entrée en vigueur du présent règlement et, pour les nouvelles interconnexions, après l'achèvement de l'étude de faisabilité, mais avant le début de la phase de conception technique détaillée.

2. La proposition de mise en place ou de renforcement de capacité de flux inversé ou la demande d'octroi ou de prorogation d'une dérogation s'appuie sur une évaluation de la demande du marché, sur des projections de la demande et de l'offre, sur une étude de faisabilité, sur l'évaluation des coûts de la capacité de flux inversé, y compris le renforcement nécessaire du réseau de transport, et des avantages en termes de sécurité de l'approvisionnement, compte tenu de l'éventuelle contribution de la capacité de flux inversé au respect des normes relatives aux infrastructures exposées à l'article 4. La proposition comprend une analyse des coûts et avantages effectuée sur la base de la méthodologie définie en application de l'article 11 du règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil¹.
3. Après réception de la proposition ou de la demande de dérogation, les autorités compétentes concernées consultent sans délai les autorités compétentes sur le parcours du corridor d'approvisionnement gazier, l'Agence et la Commission européenne sur la proposition ou la demande de dérogation. Les autorités consultées peuvent émettre un avis dans les quatre mois à compter de la réception de la demande de consultation.
4. Dans les deux mois à compter de l'expiration du délai visé au point 3, les autorités compétentes concernées prennent, sur la base de l'évaluation des risques, des informations énumérées au point 2, des avis reçus en réponse à la consultation conformément au point 3, et compte tenu de la sécurité d'approvisionnement en gaz et de la contribution au marché intérieur du gaz, une décision conjointe portant:
 - (a) acceptation de la proposition de la capacité de flux inversé; cette décision contient une analyse des coûts et avantages, une répartition transfrontalière des coûts, un calendrier de mise en œuvre et les arrangements régissant son utilisation ultérieure;

¹ Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, et abrogeant la décision n° 1364/2006/CE et modifiant les règlements (CE) n° 713/2009, (CE) n° 714/2009 et (CE) n° 715/2009, JO L 115 du 25.4.2013, p. 39.

- (b) octroi ou prolongation d'une dérogation temporaire, pour une durée maximale de 4 ans, si l'analyse des coûts et avantages incluse dans la décision démontre que la capacité de flux inversé ne renforcerait la sécurité d'approvisionnement d'aucun État membre présent sur le parcours du corridor d'approvisionnement gazier, ou si les coûts d'investissement vont être sensiblement supérieurs aux avantages probables pour la sécurité d'approvisionnement;
 - (c) obligation, pour les gestionnaires du réseau de transport, de modifier et soumettre à nouveau leur proposition ou demande de dérogation.
5. Les autorités compétentes concernées soumettent une décision conjointe sans délai aux autorités compétentes sur le parcours du corridor d'approvisionnement gazier, à l'Agence et à la Commission européenne, accompagné des avis reçus lors de la consultation conformément au point 4.
 6. Dans les deux mois à compter de la réception de la décision conjointe, les autorités compétentes des États membres présents sur le parcours du corridor d'approvisionnement gazier font part de leurs objections à la décision conjointe et les soumettent aux autorités compétentes qui l'ont adoptée, à l'Agence et à la Commission. Les objections se limitent aux faits et à l'évaluation, en particulier de la répartition transfrontalière des coûts qui n'a pas fait l'objet de la consultation prévue au point 4.
 7. Dans les trois mois à compter de la réception de la décision conjointe conformément au point 5, l'Agence émet, sur tous les éléments de la décision conjointe, un avis qui tient compte de toutes les objections formulées, et soumet cet avis à toutes les autorités compétentes sur le parcours du corridor d'approvisionnement gazier et à la Commission européenne.
 8. Dans les quatre mois à compter de la réception de l'avis émis par l'Agence en application du point 7, la Commission peut adopter une décision demandant des modifications de la décision conjointe.
 9. Si les autorités compétentes concernées ne sont pas parvenues à adopter une décision conjointe dans le délai indiqué au point 4, elles en informent l'Agence et la Commission le jour de l'expiration dudit délai. Dans les deux mois à compter de la réception de cette information, l'Agence adopte un avis accompagné d'une proposition portant sur tous les éléments énumérés au point 4 et soumet cet avis à toutes les autorités compétentes concernées et à la Commission.
 10. Dans les quatre mois à compter de la réception de l'avis émis par l'Agence en application du point 9, la Commission adopte une décision portant sur tous les éléments d'une décision conjointe énumérés au point 4 et tenant compte de cet avis. Si la Commission demande des informations complémentaires, le délai de quatre mois court à compter du jour de la réception de toutes les informations demandées. Ce délai peut être prolongé de deux mois supplémentaires en accord avec toutes les autorités compétentes concernées.
 11. La Commission, les autorités compétentes et les gestionnaires de réseau de transport préservent la confidentialité des informations sensibles sur le plan commercial.
 12. Les dérogations à l'obligation de mettre en place une capacité bidirectionnelle accordée en application du règlement (UE) n° 994/2010 restent valables jusqu'au 1^{er} décembre 2018 sauf si leur validité expire avant.

ANNEXE IV

Modèle pour l'évaluation des risques

Les documents établis à partir des modèles suivants seront en langue anglaise.

INFORMATIONS GENERALES

- États membres dans la région
- Dénomination des autorités compétentes associées à la préparation de la présente évaluation des risques²

1. DESCRIPTION DU RESEAU

1.1. Veuillez fournir une brève description du réseau gazier régional, comprenant:

- (a) Les principaux chiffres de la consommation de gaz³: consommation finale annuelle (en milliards de mètres cubes) et ventilation par catégorie de consommateurs⁴, pics de demande (total et ventilation par catégorie de consommateurs, en millions de mètres cubes par jour).
- (b) Décrire le fonctionnement du réseau gazier dans la région: flux principaux (entrée/sortie/transit), capacité des points d'entrée/de sortie de l'infrastructure vers et depuis la région et par État membre, y compris le taux d'utilisation, installations GNL (capacité journalière maximale, taux d'utilisation et conditions d'accès), etc. Inclure, dans la mesure pertinente pour les États membres dans la région, le réseau de gaz L;
- (c) Ventilation des sources d'importation de gaz par pays d'origine⁵.
- (d) Décrire le rôle des installations de stockage pertinentes pour la région, y compris les accès transfrontaliers:
 - (1) capacité de stockage (volume total et volume utile de gaz) par rapport à la demande en saison de chauffe;
 - (2) capacité maximale de soutirage journalier à différents niveaux de remplissage (idéalement, avec des stockages pleins et aux niveaux de fin de saison).
- (e) Décrire le rôle de la production locale de la région:
 - (1) valeur de la production au regard de la consommation annuelle finale de gaz;
 - (2) capacité maximale de production journalière.
- (f) Décrire le rôle du gaz dans la production d'électricité (par exemple importance et fonction d'appoint en relation avec les énergies renouvelables), y compris la capacité de production électrique à partir du gaz (totale en MWe et en

² Si cette tâche a été déléguée par une autorité compétente, veuillez indiquer le nom du ou des organismes participant pour le compte de cette autorité à la préparation de la présente évaluation des risques.

³ Pour la première évaluation, inclure les données des deux dernières années. Pour les mises à jour, inclure les données des quatre dernières années.

⁴ Consommateurs industriels, production d'électricité, chauffage urbain, secteur résidentiel, services et autres (veuillez préciser le type de consommateurs inclus ici). Indiquer également le volume de consommation des clients protégés.

⁵ Décrire la méthodologie mise en œuvre.

pourcentage de la capacité de production totale) et de cogénération (totale en MWe et en pourcentage de la capacité totale de production).

1.2. Veuillez fournir une description succincte du réseau gazier par État membre, comprenant:

- (a) Les principaux chiffres de la consommation de gaz: consommation finale annuelle (en milliards de mètres cubes) et ventilation par catégorie de consommateurs (en millions de mètres cubes par jour).
- (b) Décrire le fonctionnement du réseau gazier au niveau national, y compris les infrastructures (pour la partie non couverte au point 1.1.b). Le cas échéant, inclure le réseau de gaz L
- (c) Indiquer l'infrastructure clé pour la sécurité d'approvisionnement.
- (d) Ventilation, au niveau national, des sources d'importation de gaz par pays d'origine.
- (e) Décrire le rôle du stockage dans l'État membre et inclure:
 - (1) capacité de stockage (volume total et volume utile) par rapport à la demande en saison de chauffe;
 - (2) capacité maximale de soutirage journalier à différents niveaux de remplissage (idéalement, avec des stockages pleins et aux niveaux de fin de saison).
- (f) Décrire le rôle de la production locale de la région:
 - (1) valeur de la production au regard de la consommation annuelle finale de gaz;
 - (2) capacité maximale de production journalière.
- (g) Décrire le rôle du gaz dans la production d'électricité (par exemple importance et fonction d'appoint en relation avec les énergies renouvelables), y compris la capacité de production électrique à partir du gaz (totale en MWe et en pourcentage de la capacité de production totale) et de cogénération (totale en MWe et en pourcentage de la capacité totale de production).

2. NORMES RELATIVES AUX INFRASTRUCTURES (ARTICLE 4)

Veillez décrire les modalités de mise en conformité avec les normes relatives aux infrastructures, notamment les principales valeurs utilisées pour la formule N-1, les autres options possibles pour la mise en conformité (avec les États membres voisins, par des mesures au niveau de la demande) et les capacités bidirectionnelles existantes, comme suit:

2.1. Niveau régional

Formule N-1

- (a) Indication de la plus grande infrastructure gazière d'intérêt commun dans la région.
- (b) Calcul de la formule N-1 au niveau régional.
- (c) Description des valeurs utilisées pour tous les éléments dans la formule, y compris les chiffres intermédiaires utilisés pour son calcul (par exemple EP_m désigne la capacité de tous les points d'entrée considérés dans ce paramètre).

- (d) Indiquer les méthodologies et hypothèses utilisées, le cas échéant, pour le calcul des paramètres dans la formule (par exemple $D_{\max}$) (joindre des annexes pour des explications détaillées).

2.2. Niveau national (à décrire pour chaque État membre de la région)

(a) Formule N-1

- (1) Indication de la plus grande infrastructure gazière d'intérêt commun.
- (2) Calcul de la formule N-1 au niveau national.
- (3) Description des valeurs utilisées pour tous les éléments dans la formule, y compris les valeurs intermédiaires utilisées pour leur calcul (par exemple EP_m désigne la capacité de tous les points d'entrée considérés dans ce paramètre).
- (4) Indiquer les méthodologies utilisées, le cas échéant, pour le calcul des paramètres dans la formule (par exemple $D_{\max}$) (joindre des annexes pour des explications détaillées).
- (5) Expliquer les résultats du calcul de la formule N-1 pour les stockages à 30% et à 100% de leur capacité totale.
- (6) Expliquer les principaux résultats de la simulation du scénario de N-1 avec un modèle hydraulique.
- (7) Si l'État membre l'a décidé, calcul de la formule N-1 avec des mesures axées sur la demande:
 - calcul de la formule N-1 selon le point 5 de l'annexe II;
 - description des valeurs utilisées pour tous les éléments dans la formule, y compris les chiffres intermédiaires utilisés pour son calcul (s'ils sont différents des chiffres décrits au point 2.2.a.3);
 - indiquer les méthodologies utilisées, le cas échéant, pour le calcul des paramètres dans la formule (par exemple $D_{\max}$) (joindre des annexes pour des explications détaillées);
 - expliquer les mesures fondées sur le marché et axées sur la demande, adoptées ou devant être adoptées afin de compenser une rupture d'approvisionnement et son impact attendu (D_{eff}).
- (8) Si les autorités compétentes des États membres voisins ont donné leur accord, calcul conjoint de la norme N-1:
 - calcul de la formule N-1 selon le point 5 de l'annexe II;
 - description des valeurs utilisées pour tous les éléments dans la formule, y compris les valeurs intermédiaires utilisées pour son calcul (s'ils sont différents des chiffres décrits au point 2.2.a.3);
 - indiquer les méthodologies et hypothèses utilisées, le cas échéant, pour le calcul des paramètres dans la formule (par exemple $D_{\max}$) (joindre des annexes pour des explications détaillées);
 - expliquer les arrangements convenus pour garantir la conformité avec l'obligation N-1.

(b) Capacité bidirectionnelle

- (1) Indiquer les points d'interconnexion disposant d'une capacité bidirectionnelle et la capacité maximale pour ces flux.
- (2) Indiquer les arrangements régissant l'utilisation de la capacité de flux inversé (par exemple capacité interruptible).
- (3) Indiquer les points d'interconnexion lorsqu'une dérogation a été accordée conformément à l'article 4, paragraphe 4, la durée de cette dérogation et les raisons qui ont motivé son octroi.

3. IDENTIFICATION DES RISQUES

Décrire les sources de risque qui pourraient avoir un impact négatif sur la sécurité de l'approvisionnement gazier dans l'État membre et/ou la région, leur probabilité et les conséquences.

Liste non exhaustive des types de sources de risque:

Politique

- rupture de l'approvisionnement gazier en provenance de pays tiers liée à différentes raisons
- troubles politiques (dans le pays d'origine ou dans un pays de transit)
- guerre/guerre civile (dans le pays d'origine ou dans un pays de transit)
- terrorisme

Technologique

- explosion/incendies
- incendies (à l'intérieur d'une installation donnée)
- fuites
- manque d'entretien approprié
- dysfonctionnement d'un équipement (défaillance au démarrage, défaillance pendant le fonctionnement, etc.)
- absence d'électricité (ou d'une autre source d'énergie)
- défaillance des TIC (panne matérielle ou logicielle, internet, problèmes liés aux systèmes de surveillance et de saisie des données (SCADA))
- cyberattaque
- impact dû à des travaux d'excavation (creusement, battage), de terrassement, etc.

Commercial/lié au marché/financier

- accords avec des fournisseurs de pays tiers
- litige commercial
- maîtrise des infrastructures pertinentes pour la sécurité d'approvisionnement par des entités de pays tiers, ce qui peut notamment impliquer des risques de sous-investissement, la remise en cause de la diversification ou le non-respect de la législation de l'Union
- volatilité des prix

- sous-investissement
- pic de demande brusque et inattendu
- autres risques qui pourraient aboutir à une sous-performance structurelle

Social

- grèves (dans différents secteurs liés, tels que le secteur gazier, les ports, les transports, etc.)
- sabotage
- vandalisme
- vol

Naturel

- tremblements de terre
- glissements de terrain
- inondations (fortes pluies, crues)
- tempêtes (maritimes)
- avalanches
- conditions météorologiques extrêmes
- incendies (en dehors de l'installation, par exemple dans des forêts, prairies, etc., aux alentours)

3.1. Niveau régional

- Indiquer les sources pertinentes de risque pour la région, avec leur probabilité et leur impact ainsi que l'interaction et la corrélation des risques parmi les États membres, le cas échéant.
- Décrire les critères utilisés pour déterminer si un réseau est exposé à des risques élevés/inacceptables.
- Établir une liste des scénarios de risque pertinents en fonction des sources de risque et décrire les modalités de sélection.
- Indiquer dans quelle mesure les scénarios établis par l'ENTSO pour le gaz ont été pris en considération.

3.2. Niveau national (dans la mesure pertinente)

- Indiquer les sources pertinentes de risque pour la région, avec leur probabilité et leur impact.
- Décrire les critères utilisés pour déterminer si un réseau est exposé à des risques élevés/inacceptables.
- Établir une liste des scénarios de risque en fonction des sources de risque et de leur probabilité et décrire les modalités de sélection.

4. ANALYSE ET EVALUATION DES RISQUES

Analyse de la série de scénarios de risque pertinents retenue au point 3. Dans les scénarios de risque, inclure les mesures existantes en matière de sécurité d'approvisionnement, telles que, notamment, la norme N-1 et la norme d'approvisionnement. Par scénario de risque:

- (a) Décrire en détail le scénario de risque, en indiquant toutes les hypothèses et, le cas échéant, les méthodologies pour leur calcul.
- (b) Décrire en détail les résultats des simulations effectuées, y compris la quantification des impacts (par exemple les volumes de gaz non livrés, les conséquences socio-économiques, les effets sur le chauffage urbain et sur la production d'électricité).

5. CONCLUSIONS

Décrire les principaux résultats de l'évaluation des risques, en indiquant les scénarios de risque qui nécessite des actions supplémentaires.

ANNEXE V

Modèles pour les plans

Les documents établis à partir des modèles suivants seront en langue anglaise.

Modèle de plan d'action préventif

INFORMATIONS GENERALES

- États membres dans la région
- Dénomination des autorités compétentes associées à la préparation du plan⁶

1. DESCRIPTION DU RESEAU

1.1. Veuillez fournir une brève description du réseau gazier régional, comprenant:

- (a) Les principaux chiffres de la consommation de gaz⁷: consommation finale annuelle (en milliards de mètres cubes) et ventilation par catégorie de consommateurs⁸, pics de demande (total et ventilation par catégorie de consommateurs, en millions de mètres cubes par jour).
- (b) Décrire le fonctionnement du réseau gazier dans la région: flux principaux (entrée/sortie/transit), capacité des points d'entrée/de sortie de l'infrastructure vers et depuis la région et par État membre, y compris le taux d'utilisation, installations GNL (capacité journalière maximale, taux d'utilisation et conditions d'accès), etc. Inclure, dans la mesure pertinente pour les États membres dans la région, le réseau de gaz L.
- (c) Ventilation des sources d'importation de gaz par pays d'origine⁹.
- (d) Décrire le rôle des installations de stockage pertinentes pour la région, y compris les accès transfrontaliers:
 - (1) capacité de stockage (volume total et volume utile de gaz) par rapport à la demande en saison de chauffe;
 - (2) capacité maximale de soutirage journalier à différents niveaux de remplissage (idéalement, avec des stockages pleins et aux niveaux de fin de saison).
- (e) Décrire le rôle de la production locale de la région:
 - (1) valeur de la production au regard de la consommation annuelle finale de gaz;
 - (2) capacité maximale de production journalière.

⁶ Si cette tâche a été déléguée par une autorité compétente, veuillez indiquer le nom du ou des organismes participant pour le compte de cette autorité à la préparation du plan.

⁷ Pour le premier plan, inclure les données des deux dernières années. Pour les mises à jour, inclure les données des quatre dernières années.

⁸ Consommateurs industriels, production d'électricité, chauffage urbain, secteur résidentiel, services et autres (veuillez préciser le type de consommateurs inclus ici).

⁹ Décrire la méthodologie mise en œuvre.

- (f) Décrire le rôle du gaz dans la production d'électricité (par exemple importance et fonction d'appoint en relation avec les énergies renouvelables), y compris la capacité de production électrique à partir du gaz (totale en MWe et en pourcentage de la capacité de production totale) et de cogénération (totale en MWe et en pourcentage de la capacité totale de production).

1.2. Veuillez fournir une description succincte du réseau gazier par État membre, comprenant:

- (a) Les principaux chiffres de la consommation de gaz: consommation finale annuelle (en milliards de mètres cubes) et ventilation par catégorie de consommateurs (en millions de mètres cubes par jour).
- (b) Décrire le fonctionnement du réseau gazier au niveau national, y compris les infrastructures (pour la partie non couverte au point 1.1.b). Le cas échéant, inclure le réseau de gaz L.
- (c) Indiquer l'infrastructure clé pour la sécurité d'approvisionnement.
- (d) Ventilation, au niveau national, des sources d'importation de gaz par pays d'origine.
- (e) Décrire le rôle du stockage dans l'État membre et inclure:
 - (1) la capacité de stockage (volume total et volume utile) par rapport à la demande en saison de chauffe;
 - (2) la capacité maximale de soutirage journalier à différents niveaux de remplissage (idéalement, avec des stockages pleins et aux niveaux de fin de saison);
- (f) Le rôle de la production locale de la région:
 - (1) la valeur de la production au regard de la consommation annuelle finale de gaz;
 - (2) la capacité maximale de production journalière;
- (g) Le rôle du gaz dans la production d'électricité (par exemple importance et fonction d'appoint en relation avec les énergies renouvelables), y compris la capacité de production électrique à partir du gaz (totale en MWe et en pourcentage de la capacité de production totale) et de cogénération (totale en MWe et en pourcentage de la capacité totale de production).

2. RESUME DE L'EVALUATION DES RISQUES

Veuillez décrire succinctement les résultats de l'évaluation des risques effectuée conformément à l'article 6, avec indication:

- (a) de la liste des scénarios évalués et une description succincte des hypothèses utilisées pour chacun d'eux ainsi que les risques/inconvénients constatés;
- (b) des principales conclusions de l'évaluation des risques.

3. NORMES RELATIVES AUX INFRASTRUCTURES (ARTICLE 4)

Veuillez décrire les modalités de mise en conformité aux normes relatives aux infrastructures, notamment les principales valeurs utilisées pour la formule N-1, les autres options possibles

pour la mise en conformité (avec les États membres voisins, par des mesures au niveau de la demande) et les capacités bidirectionnelles existantes, comme suit:

3.1. Niveau régional

Formule N-1

- (a) Indication de la plus grande infrastructure gazière d'intérêt commun dans la région.
- (b) Calcul de la formule N-1 au niveau régional.
- (c) Description des valeurs utilisées pour tous les éléments dans la formule, y compris les chiffres intermédiaires utilisés pour son calcul (par exemple EP_m désigne la capacité de tous les points d'entrée considérés dans ce paramètre).
- (d) Indiquer les méthodologies et hypothèses utilisées, le cas échéant, pour le calcul des paramètres dans la formule (par exemple D_{max}) (joindre des annexes pour des explications détaillées).

3.2. Niveau national

(a) Formule N-1

- (1) Indication de la plus grande infrastructure gazière d'intérêt commun.
- (2) Calcul de la formule N-1 au niveau régional.
- (3) Description des valeurs utilisées pour tous les éléments dans la formule, y compris les valeurs intermédiaires utilisées pour leur calcul (par exemple EP_m désigne la capacité de tous les points d'entrée considérés dans ce paramètre).
- (4) Indiquer les méthodologies utilisées, le cas échéant, pour le calcul des paramètres dans la formule (par exemple D_{max}) (joindre des annexes pour des explications détaillées).
- (5) Si l'État membre l'a décidé, réaliser le calcul de la formule N-1 avec des mesures axées sur la demande:
 - calcul de la formule N-1 selon le point 5 de l'annexe II;
 - description des valeurs utilisées pour tous les éléments dans la formule, y compris les chiffres intermédiaires utilisés pour son calcul (s'ils sont différents des chiffres décrits au point 3.2.a.3);
 - indiquer les méthodologies utilisées, le cas échéant, pour le calcul des paramètres dans la formule (par exemple D_{max}) (joindre des annexes pour des explications détaillées);
 - expliquer les mesures fondées sur le marché et axées sur la demande, adoptées ou devant être adoptées afin de compenser une rupture d'approvisionnement et son impact attendu (D_{eff}).
- (6) Si les autorités compétentes des États membres voisins ont donné leur accord, calcul conjoint de la norme N-1:
 - calcul de la formule N-1 selon le point 5 de l'annexe II;
 - description des valeurs utilisées pour tous les éléments dans la formule, y compris les valeurs intermédiaires utilisées pour son calcul (s'ils sont différents des chiffres décrits au point 3.2.a.3);

- indiquer les méthodologies et hypothèses utilisées, le cas échéant, pour le calcul des paramètres dans la formule (par exemple $D_{\max}$) (joindre des annexes pour des explications détaillées);
- expliquer les arrangements convenus pour garantir la conformité avec l'obligation N-1.

(b) Capacité bidirectionnelle

- (1) Indiquer les points d'interconnexion disposant d'une capacité bidirectionnelle et la capacité maximale pour ces flux.
- (2) Indiquer les arrangements régissant l'utilisation de la capacité de flux inversé (par exemple capacité interruptible).
- (3) Indiquer les points d'interconnexion lorsqu'une dérogation a été accordée conformément à l'article 4, paragraphe 4, la durée de cette dérogation et les raisons qui ont motivé son octroi.

4. CONFORMITE AVEC LES NORMES D'APPROVISIONNEMENT (ARTICLE 5)

Veuillez décrire ici, par État membre, les mesures adoptées afin de se conformer aux normes d'approvisionnement ainsi que tout renforcement des normes d'approvisionnement ou toute obligation supplémentaire imposé(e) pour des raisons de sécurité d'approvisionnement:

- (a) Définition des clients protégés appliquée, y compris les catégories de consommateurs englobés et leur consommation annuelle de gaz (par catégorie, valeur nette et pourcentage de la consommation finale nationale annuelle de gaz).
- (b) Volumes de gaz nécessaires pour se conformer aux normes d'approvisionnement selon les scénarios décrits à l'article 5, paragraphe 1, premier alinéa.
- (c) Capacité nécessaire pour se conformer aux normes d'approvisionnement selon les scénarios décrits à l'article 5, paragraphe 1, premier alinéa.
- (d) Mesure(s) en place pour se conformer aux normes d'approvisionnement:
 - (1) description de la ou des mesures;
 - (2) destinataires;
 - (3) s'il en existe un, décrire le système de contrôle ex ante de la conformité avec la norme environnementale;
 - (4) régime des sanctions, s'il en existe un;
 - (5) décrire, pour chaque mesure:
 - l'impact économique, l'efficacité et l'efficience de la mesure;
 - l'impact de la mesure sur l'environnement;
 - l'impact des mesures sur le consommateur;
 - (6) en cas de mesures non fondées sur le marché (pour chaque mesure):
 - justifier la nécessité de la mesure (raison pour laquelle la sécurité d'approvisionnement ne peut être atteinte par la seule voie de mesures fondées sur le marché);

- indiquer les raisons pour lesquelles la mesure est proportionnée (raisons pour lesquelles des mesures non fondées sur le marché constituent les moyens les moins restrictifs d'obtenir l'effet souhaité);
 - fournir une analyse des impacts de la mesure:
 - (a) sur la sécurité d'approvisionnement d'autres États membres;
 - (b) sur le marché national;
 - (c) sur le marché intérieur.
- (7) Si des mesures sont prises après [*OP: Please insert the date of the entry into force of this Regulation*], veuillez fournir un lien vers l'analyse d'impact publique de la ou des mesures effectuée conformément à l'article 8, paragraphe 4.
- (e) Le cas échéant, décrire le renforcement de la norme d'approvisionnement ou l'obligation supplémentaire imposée pour des raisons de sécurité d'approvisionnement en gaz:
- (1) description de la ou des mesures;
 - (2) indiquer les raisons qui justifient la mesure (pourquoi les normes d'approvisionnement doivent être renforcées et, si des mesures non fondées sur le marché sont mises en œuvre, pourquoi la sécurité d'approvisionnement ne peut être atteinte au moyen de seules mesures fondées sur le marché);
 - (3) indiquer les raisons pour lesquelles la mesure est proportionnée (pourquoi le renforcement de la norme d'approvisionnement ou une obligation supplémentaire constitue le moyen le moins restrictif d'obtenir l'effet souhaité et, si des mesures non fondées sur le marché sont mises en œuvre, pourquoi la mesure non fondée sur le marché constitue le moyen le moins restrictif d'obtenir l'effet recherché);
 - (4) destinataires;
 - (5) volumes de gaz et capacités concernés;
 - (6) mécanisme en vue de revenir aux valeurs habituelles dans un esprit de solidarité et conformément à l'article 12;
 - (7) indiquer comment la mesure remplit les conditions énoncées à l'article 5, paragraphe 2.

5. MESURES PREVENTIVES

Veuillez décrire les mesures préventives en place ou dont l'adoption est prévue, y compris en ce qui concerne le gaz L:

- (a) Décrire chacune des mesures préventives adoptées pour chaque risque indiqué dans l'évaluation des risques, en indiquant notamment:
 - (1) leur dimension nationale et régionale;
 - (2) leur impact économique, leur efficacité et leur efficience;
 - (3) leur impact sur l'environnement ;

(4) leur impact sur les consommateurs.

Le cas échéant, inclure:

- les mesures visant à renforcer les interconnexions entre les États membres voisins;
 - les mesures visant à diversifier les voies d'acheminement du gaz et les sources d'approvisionnement;
 - les mesures visant à protéger les infrastructures clés pertinentes pour la sécurité d'approvisionnement en relation avec le contrôle exercé par des entités de pays tiers (y compris, le cas échéant, la législation générale ou spécifique du secteur concernant les études de préinvestissement, les droits spéciaux de certains actionnaires, etc.).
- (b) Décrire les autres mesures adoptées pour des raisons autres que l'évaluation des risques mais qui ont un impact positif sur la sécurité d'approvisionnement de la région ou de l'État membre.
- (c) En cas de mesures non fondées sur le marché (pour chaque mesure):
- (1) justifier la nécessité de la mesure (pourquoi la sécurité d'approvisionnement ne peut être atteinte par la seule voie de mesures fondées sur le marché);
 - (2) indiquer les raisons pour lesquelles la mesure est proportionnée (pourquoi des mesures non fondées sur le marché constituent les moyens les moins restrictifs d'obtenir l'effet souhaité);
 - (3) fournir une analyse des impacts de la mesure:
 - justifier la nécessité de la mesure (pourquoi la sécurité d'approvisionnement ne peut être atteinte par la seule voie de mesures fondées sur le marché);
 - indiquer les raisons pour lesquelles la mesure est proportionnée (pourquoi des mesures non fondées sur le marché constituent les moyens les moins restrictifs d'obtenir l'effet souhaité);
 - fournir une analyse des impacts de la mesure:
 - (a) sur la sécurité d'approvisionnement des autres États membres;
 - (b) sur le marché national;
 - (c) sur le marché intérieur.
- (d) Expliquer la mesure dans laquelle des mesures en faveur de l'efficacité, y compris axées sur la demande, ont été envisagées pour renforcer la sécurité d'approvisionnement.
- (e) Expliquer la mesure dans laquelle les sources d'énergie renouvelables ont été prises en considération pour renforcer la sécurité d'approvisionnement.

6. AUTRES MESURES ET OBLIGATIONS (PAR EXEMPLE CONCERNANT LA SURETE DE FONCTIONNEMENT DU RESEAU)

Décrire les autres mesures et obligations qui ont été imposées aux entreprises de gaz naturel et aux autres organismes pertinents susceptibles d'avoir un impact sur la sécurité d'approvisionnement gazier, telles que des obligations liées à la sûreté de fonctionnement du réseau, en indiquant qui serait touché par cette obligation ainsi que les volumes de gaz concernés. Expliquer précisément les conditions et les modalités d'application de ces mesures.

7. PROJETS D'INFRASTRUCTURE

- (a) Décrire les projets d'infrastructures, y compris les projets d'intérêt communs, dans la région, en indiquant le calendrier estimatif de leur mise en œuvre, la capacité en jeu et l'impact estimatif sur la sécurité d'approvisionnement gazier dans la région.
- (b) Indiquer comment les projets d'infrastructures tiennent compte du plan décennal de développement du réseau à l'échelle de l'Union élaboré par l'ENTSO pour le gaz en application de l'article 8, paragraphe 10 du règlement (CE) n° 715/2009.

8. OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC LIEES A LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT

Indiquer les obligations de service public liées à la sécurité d'approvisionnement et les décrire succinctement (joindre des annexes pour des informations plus détaillées). Expliquer clairement qui doit s'acquitter de ces obligations et comment. Le cas échéant, indiquer les conditions et les modalités du déclenchement de ces obligations de service public.

9. MECANISMES DE COOPERATION

- (a) Décrire les mécanismes de coopération utilisés parmi les États membres de la région, notamment aux fins de l'élaboration et de la mise en œuvre du présent plan d'action préventif et de l'article 12.
- (b) Décrire les mécanismes utilisés pour la coopération avec les autres États membres de la région aux fins de la définition et de l'adoption des dispositions nécessaires pour l'application de l'article 12.

10. CONSULTATION DES ACTEURS CONCERNES

Conformément à l'article 7, paragraphe 1, veuillez décrire le mécanisme utilisé pour les consultations et les résultats de ces dernières aux fins du présent plan et du plan d'urgence; les acteurs consultés sont les suivants:

- (a) entreprises gazières;
- (b) organismes représentant les intérêts des ménages;
- (c) organismes représentant les intérêts des consommateurs industriels de gaz, y compris les producteurs d'électricité;
- (d) autorité de régulation nationale.

11. SPECIFICITES NATIONALES

Indiquer les éventuelles particularités et mesures nationales en lien avec la sécurité d'approvisionnement et non couvertes par les sections précédentes du présent plan, notamment l'approvisionnement en gaz L lorsque celui-ci n'est pas pertinent au niveau régional.

Modèle de plan d'urgence

INFORMATIONS GENERALES

- États membres dans la région
- Dénomination des autorités compétentes associées à la préparation de la présente évaluation des risques¹⁰

1. DEFINITION DES NIVEAUX DE CRISE

- (a) Indiquer pour chaque État membre l'organisme responsable de la déclaration de chaque niveau de crise et les procédures à suivre dans chaque cas pour ces déclarations.
- (b) S'il en existe, mentionner également les indicateurs ou les paramètres utilisés pour déterminer si un événement peut aboutir à une dégradation sensible de la situation d'approvisionnement et décider de la déclaration d'un niveau de crise donné.

2. MESURES A ADOPTER PAR NIVEAU DE CRISE¹¹

2.1. Alerte précoce

- (a) Décrire les mesures à mettre en œuvre à ce stade, en indiquant, pour chaque mesure:
 - (1) une description succincte des mesures et des principaux acteurs impliqués;
 - (2) une description de la procédure à suivre, le cas échéant;
 - (3) indiquer la contribution attendue de la mesure pour faire face aux impacts de l'événement ou se préparer à son occurrence;
 - (4) décrire les flux d'information entre les acteurs impliqués.

2.2. Alerte

- (a) Décrire les mesures à mettre en œuvre à ce stade, en indiquant, pour chaque mesure:
 - (1) une description succincte des mesures et des principaux acteurs impliqués;
 - (2) une description de la procédure à suivre, le cas échéant;
 - (3) la contribution attendue de la mesure pour faire face à la situation d'alerte.
 - (4) Décrire les flux d'information entre les acteurs impliqués.
- (b) Indiquer les obligations en matière de présentation de rapports imposées aux entreprises de gaz naturel en situation d'alerte.

¹⁰ Si cette tâche a été déléguée par une autorité compétente, veuillez indiquer le nom du ou des organismes participant pour le compte de cette autorité à la préparation du plan.

¹¹ Inclure les mesures régionales et nationales

2.3. Urgence

- (a) Établir une liste d'actions prédéfinies concernant l'offre et la demande afin de rendre du gaz disponible en cas d'urgence, y compris les accords commerciaux entre les parties prenantes de ces actions et, le cas échéant, les mécanismes de compensation pour les entreprises de gaz naturel.
- (b) Décrire les mesures fondées sur le marché à mettre en œuvre à ce stade, en indiquant, pour chaque mesure:
 - (1) une description succincte de la mesure et des principaux acteurs impliqués;
 - (2) une description de la procédure à suivre;
 - (3) la contribution attendue de la mesure pour faire face à la situation d'alerte;
 - (4) décrire les flux d'information entre les acteurs impliqués.
- (c) Décrire les mesures non fondées sur le marché prévues ou à mettre en œuvre en cas d'urgence, en indiquant pour chaque mesure:
 - (1) une description succincte de la mesure et des principaux acteurs impliqués;
 - (2) une évaluation de la nécessité de la mesure afin de faire face à une crise, y compris son degré d'utilisation.
 - (3) Décrire en détail la procédure de mise en œuvre de la mesure (quelles sont les conditions qui appellent la mise en œuvre de cette mesure, et qui en décide);
 - (4) indiquer la contribution attendue de la mesure afin d'atténuer les conséquences de la situation d'urgence, en complément des mesures fondées sur le marché;
 - (5) évaluer les autres effets de la mesure;
 - (6) justifier la conformité de la mesure avec les conditions fixées à l'article 10, paragraphe 4 du règlement;
 - (7) décrire les flux d'information entre les acteurs impliqués.
- (d) Décrire les obligations en matière de présentation de rapports imposées aux entreprises de gaz naturel.

3. MESURES SPECIFIQUES POUR L'ELECTRICITE ET LE CHAUFFAGE URBAIN

- (a) Chauffage urbain
 - (1) Indiquer succinctement l'impact probable d'une rupture d'approvisionnement dans le secteur du chauffage urbain.
 - (2) Indiquer les mesures et actions à mettre en œuvre afin d'atténuer l'impact potentiel d'une rupture d'approvisionnement gazier sur le chauffage urbain; ou bien indiquer la raison pour laquelle l'adoption de mesures spécifiques n'est pas appropriée.
- (b) Approvisionnement en électricité produite à partir du gaz

- (1) Indiquer succinctement l'impact probable d'une rupture d'approvisionnement dans le secteur de l'électricité.
- (2) Indiquer les mesures et actions à mettre en œuvre afin d'atténuer l'impact potentiel d'une rupture d'approvisionnement gazier sur le chauffage urbain, ou bien indiquer la raison pour laquelle l'adoption de mesures spécifiques n'est pas appropriée.
- (3) Indiquer les mécanismes/dispositions existantes visant à garantir une coordination appropriée, y compris l'échange d'informations, entre les principaux acteurs des secteurs du gaz et de l'électricité, notamment les gestionnaires de réseau de transport, à différents niveaux de crise.

4. GESTIONNAIRE OU CELLULE DE CRISE

Indiquer le gestionnaire ou la cellule de crise et définir son rôle.

5. ROLES ET RESPONSABILITES DES DIFFERENTS ACTEURS

- (a) Définir, pour chaque niveau de crise, les rôles et les responsabilités, y compris les interactions avec les autorités compétentes et, le cas échéant, avec l'autorité de régulation nationale:
 - (1) des entreprises de gaz naturel;
 - (2) des consommateurs industriels;
 - (3) des producteurs d'électricité concernés.
- (b) Définir, pour chaque niveau de crise, les rôles et les responsabilités des autorités compétentes et des organismes auxquels des tâches ont été déléguées.

6. MECANISMES DE COOPERATION

- (a) Décrire, pour chaque niveau de crise, les mécanismes en place en vue de permettre la coopération dans la région et de garantir une coordination appropriée. Décrire, dans la mesure où il en existe et où elles ne sont pas mentionnées au point 2, les procédures décisionnelles permettant une réaction appropriée au niveau régional pour chaque niveau de crise.
- (b) Décrire les mécanismes en place en vue de permettre la coopération avec les autres États membres en dehors de la région et de coordonner des actions pour chaque niveau de crise.

7. SOLIDARITE ENTRE ÉTATS MEMBRES

- (a) Décrire les arrangements convenus entre les États membres d'une même région afin de garantir l'application du principe de solidarité visé à l'article 12 du règlement.
- (b) Décrire les arrangements convenus entre les États membres d'une même région et les États membres d'autres régions afin de garantir l'application du principe de solidarité visé à l'article 12 du règlement.

8. MESURES CONCERNANT LA CONSOMMATION EXCESSIVE DES CLIENTS NON PROTEGES

Décrire les mesures en place pour empêcher la consommation, par des clients non protégés, de gaz destiné aux clients protégés, pendant une urgence. Indiquer la nature de la mesure (administrative, technique, etc.), les principaux acteurs et les procédures à suivre.

9. EXERCICES DE PREPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE

- (a) Indiquer le calendrier des simulations de réaction en temps réel en situation d'urgence.
- (b) Indiquer les acteurs concernés, les procédures et les scénarios d'impact concret élevé et moyen suivis lors des simulations.

Pour les mises à jour du plan d'urgence: décrire succinctement les essais effectués depuis la présentation du dernier plan d'urgence et leurs principaux résultats. Indiquer les mesures adoptées à l'issue de ces essais.

ANNEXE VI

Examen par les pairs des plans d'action préventifs et des plans d'urgence

1. Chaque plan d'action préventif notifié et le plan d'urgence font l'objet d'un examen par les pairs effectué par une équipe de pairs examinateurs.
2. Une équipe de pairs examinateurs est mise en place par région. Chaque équipe de pairs examinateurs se compose d'un maximum de cinq autorités compétentes et de l'ENTSO pour le gaz, chacun représenté par une personne, avec la Commission en qualité d'observateur. La Commission sélectionne les représentants des autorités compétentes et de l'ENTSO pour le gaz au sein des équipes de pairs examinateurs, en tenant compte de l'équilibre géographique et en incluant au moins une autorité compétente d'un État membre voisin. Les membres de l'équipe de pairs examinateurs n'appartiennent à aucune autorité compétente ni à aucun autre organisme ou association ayant participé à l'élaboration des plans faisant l'objet de l'examen par des pairs.
3. La Commission informe l'équipe de pairs examinateurs de la notification des plans. Dans les deux mois à compter de la date d'une telle notification, l'équipe de pairs examinateurs en cause établit un rapport et le remet à la Commission. Avant la soumission du rapport, l'équipe de pairs examinateurs discute du plan d'action préventif et du plan d'urgence, à au moins une occasion, avec les autorités compétentes qui ont élaboré ces plans. La Commission publie ces rapports.
4. En tenant compte tenu du rapport d'examen par les pairs, le groupe de coordination pour le gaz examine les plans d'action préventifs et les plans d'urgence en vue de garantir la cohérence entre les différentes régions et l'Union dans son ensemble.

ANNEXE VII

Liste des mesures non fondées sur le marché visant à la sécurité de l’approvisionnement en gaz

Lors de l’élaboration du plan d’action préventif et du plan d’urgence, l’autorité compétente tient compte de l’apport de la liste suivante de mesures, indicative et non exhaustive, uniquement en cas d’urgence:

mesures axées sur l’offre:

- recours au stockage stratégique de gaz;
- obligation d’utiliser les stocks de combustibles de remplacement (par exemple, conformément à la directive 2009/119/CE¹²;
- obligation d’utiliser l’électricité produite à partir d’autres sources que le gaz,
- obligation d’augmenter les niveaux de production de gaz,
- obligation de prélever du gaz dans les stocks.

Mesures axées sur la demande:

- Plusieurs mesures de réduction obligatoire de la demande, y compris:
 - obligation de changer de combustible,
 - obligation de recours à des contrats interruptibles, lorsque cette possibilité n’est pas pleinement exploitée dans le cadre des mesures liées au marché,
 - obligation de délestage.

¹²

Directive 2009/119/CE du Conseil du 14 septembre 2009 faisant obligation aux États membres de maintenir un niveau minimal de stocks de pétrole brut et/ou de produits pétroliers.

ANNEXE VIII

Tableau de correspondance

Règlement (UE) n° 994/2010.	Présent règlement
Article 1 ^{er}	Article 1 ^{er}
Article 2	Article 2
Article 3	Article 3
Article 6	Article 4
Article 8	Article 5
Article 9	Article 6
Article 4	Article 7
Article 5	Article 8
Article 10	Article 9
Article 10	Article 10
Article 11	Article 11
-	Article 12
Article 13	Article 13
Article 12	Article 14
-	Article 15
Article 14	Article 16
-	Article 17
-	Article 18
Article 16	Article 19
Article 15	Article 20
Article 17	Article 21
Annexe I	Annexe II
Article 7	Annexe III
Annexe IV	Annexe I

-	Annexe IV
-	Annexe V
Annexe II	-
Annexe III	Annexe VII
-	Annexe VI
-	Annexe VIII